



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**ANALISIS DAN EVALUASI KESTABILAN TEGANGAN
DENGAN METODE *CONTINUATION POWER FLOW* (CPF)
PADA SISTEM MICROGRID**

Radhilia Sofianna Ruzi
NRP 2214105005

Dosen Pembimbing
Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

***ANALYSIS AND EVALUATION OF VOLTAGE STABILITY
USING CONTINUATION POWER FLOW (CPF) METHOD IN
MICROGRID SYSTEM***

Radhilia Sofianna Ruzi
NRP 2214105005

Supervisors

Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty Of Industry Technology
Sepuluh Nopember Institute Of Technology
Surabaya 2016

**ANALISIS DAN EVALUASI KESTABILAN TEGANGAN
DENGAN METODE CONTINUATION POWER FLOW
(CPF) PADA SISTEM MICROGRID**

TUGAS AKHIR

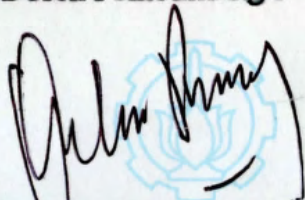
**Diajukan untuk Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

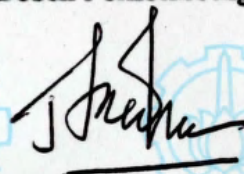
Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc. Ph.D
NIP. 194907151974121001

Dosen Pembimbing II



Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP. 196509011991032002



ANALISIS DAN EVALUASI KESTABILAN TEGANGAN DENGAN METODE *CONTINUATION POWER FLOW* (CPF) PADA SISTEM MICROGRID

Radhilia Sofianna Ruzi
2214 105 005

Dosen Pembimbing I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Dosen Pembimbing II : Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

Abstrak :

Tugas akhir ini bertujuan untuk menganalisis kestabilan tegangan pada sistem microgrid akibat adanya penambahan beban secara kontinyu sehingga terjadi ketidak mampuan sistem dalam mengendalikan atau mempertahankan tegangan pada masing-masing bus. Penyelesaian tugas akhir diawali dengan mengetahui aliran daya pada sistem dengan menggunakan metode “*Backward-Forward Sweep*” kemudian dilanjutkan dengan menggunakan *Continuation Power Flow* (CPF) sebagai metode untuk mengidentifikasi bus sistem yang paling sensitif mengalami jatuh tegangan serta mendapatkan nilai pembebanan maksimum pada masing-masing bus. Analisis dan simulasi kedua metode ini dilakukan pada jaring distribusi radial IEEE 33 bus dan IEEE 69 bus^[1]. Efek daripada penempatan DG yang tepat dengan metode *Continuation Power Flow* (CPF) adalah dapat memperbaiki profil tegangan dan dapat mengatasi ketidak-stabilan tegangan, sehingga analisis dan evaluasi kestabilan tegangan dapat terlihat saat kondisi sebelum dan sesudah penambahan DG.

Kata kunci : *Backward-Forward Sweep, Continuation Power Flow* (CPF), *Distributed Generation (DG)* , Sistem Distribusi Radial, *Voltage Stability*

- Halaman ini sengaja dikosongkan –

ANALYSIS AND EVALUATION OF VOLTAGE STABILITY USING CONTINUATION POWER FLOW (CPF) METHOD IN MICROGRID SYSTEM

Radhilia Sofianna Ruzi
2214 105 005

Lecture Advisor I : Prof. Ir. Ontoseno Penangsang, M.Sc., Ph.D.
Lecture Advisor II : Ir. Ni Ketut Aryani, MT.

Abstract :

In this Final Project present to analyze the voltage stability in microgrid system due to the addition of continuous load. Consequently, there will be inability of the system to control or maintain the voltage on each bus. Completion of the final project begins with knowing the power flow on the system by using the "Backward-Forward Sweep" followed by using Continuation Power Flow (CPF) as a method to identify the bus system is most sensitive to have a voltage collapse and get the value of the maximum loading on each bus. Analysis and simulation of both methods is done at the radial distribution system of IEEE 33 bus and IEEE 69 bus^[1]. Effects of the placement DG precise by using Continuation Power Flow (CPF) method was able to increase the voltage profile and unstable system solved, so the analysis and evaluation of voltage stability can be seen when the condition before and after the addition DG.

Keywords : *Backward-Forward Sweep, Continuation Power Flow (CPF), Distributed Generation (DG), Radial Distributed System, Voltage Stability*

- Halaman ini sengaja dikosongkan –

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN	
LEMBAR PENGESAHAN	

ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Batasan Masalah	2
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika	3
1.7 Relevansi dan Manfaat	4

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Kestabilan Sistem Tenaga Listrik	5
2.1.1 Kestabilan Transien	5
2.1.2 Kestabilan Dinamis	5
2.1.3 Kestabilan Keadaan Tetap	5
2.2 Analisis Kestabilan Tegangan Berdasarkan Kurva P-V	6
2.3 Continuation Power Flow	6
2.3.1 Predictor Step	8
2.1.2 Corector Step	9
2.1.3 Proses Solusi Continuation Power Flow	10
2.3 Tegangan Jatuh	11
2.4 <i>Microgrid</i>	11
2.5 <i>Distributed Generation</i>	11
2.5.1 Tipe <i>Distributed Generation</i> (DG)	12
2.5.2 Keuntungan <i>Distributed Generation</i> (DG)	13

2.6	Sistem Distribusi Tenaga Listrik	14
2.6.1	Sistem Distribusi Radial	14
2.6.2	Keuntungan dan Kerugian Sistem Distribusi Radial	15
2.7	Analisis Aliran Daya.....	15
2.7.1	Analisis Aliran Daya Pasif.....	16
2.7.2	Analisis Aliran Daya Aktif	20
2.7.2.1	<i>PQ Model</i>	20
2.7.2.2	<i>PV Model</i>	22

BAB III PERANCANGAN DAN PEMODELAN

3.1	Sistem Kelistrikan IEEE 33 Bus dan IEEE 69 Bus	23
3.2	Analisis dan Evaluasi Kestabilan Tegangan	28
3.3	Continuation Power Flow	29

BAB IV HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

4.1	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i>	33
4.1.1	Hasil Simulasi Test System IEEE 33 Bus	34
4.1.1.1	Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG).....	34
4.1.1.2	Penambahan 1 Unit DG	37
4.1.1.3	Penambahan 2 Unit DG	40
4.1.1.4	Penambahan 3 Unit DG	43
4.1.2	Hasil Simulasi Test System IEEE 69 Bus	46
4.1.2.1	Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG)	46
4.1.2.2	Penambahan 1 Unit DG	50
4.1.2.3	Penambahan 2 Unit DG	54
4.2	Hasil Analisis.....	58

BAB V PENUTUP

5.1	Kesimpulan	61
5.2	Saran	62

DAFTAR PUSTAKA	63
-----------------------------	----

RIWAYAT HIDUP	65
----------------------------	----

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Teknologi DG	13
Tabel 3.1	Bus Data dan Line Data Test System 33 Bus.....	25
Tabel 3.2	Bus Data dan Line Data Test System 69 Bus.....	25
Tabel 4.1	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG)	35
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan Kemiringan Kurva P-V Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG).....	36
Tabel 4.3	Hasil <i>Voltage Index</i> 10 Kandidat Pertama	37
Tabel 4.4	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) pada Setelah Penambahan 1 unit <i>Distributed Generation</i> (DG) di bus 13.....	38
Tabel 4.5	Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan <i>Distributed</i> <i>Geneartion</i> (DG) di Bus 13.....	40
Tabel 4.6	Hasil <i>Voltage Index</i> 10 Kandidat Kedua	41
Tabel 4.7	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Setelah Penambahan 2 unit <i>Distributed Generation</i> (DG) di bus 13 dan bus 33... ..	42
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan <i>Distributed</i> <i>Geneartion</i> (DG) di Bus 13 dan Bus 33... ..	43
Tabel 4.9	Hasil <i>Voltage Index</i> 10 Kandidat Ketiga.....	44
Tabel 4.10	Perbandingan Profil Tegangan	45
Tabel 4.11	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG)	47
Tabel 4.12	Hasil Perhitungan Kemiringan Kurva P-V Test System IEEE 69 Bus Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG).....	49
Tabel 4.13	Hasil <i>Voltage Index</i> 10 Kandidat Pertama	50
Tabel 4.14	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) pada Setelah Penambahan 1 unit <i>Distributed Generation</i> (DG) di bus 64.....	53

Tabel 4.15	Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan <i>Distributed Geneartion</i> (DG) di Bus 64... ..	54
Tabel 4.16	Hasil <i>Voltage Index</i> 10 Kandidat Kedua	54
Tabel 4.17	Perbandingan Profil Tegangan	56

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Kurva P-V	8
Gambar 2.2	Kapasitas <i>Distributed Generation</i>	12
Gambar 2.3	Jaringan Distribusi Radial.....	15
Gambar 2.4	<i>Single Line Diagram</i>	17
Gambar 2.5	<i>Distributed Generation</i> Dimodelkan Sebagai Negatif <i>PQ Load</i>	21
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan IEEE 33 Bus	23
Gambar 3.2	Sistem Kelistrikan IEEE 69 Bus	24
Gambar 3.3	Diagram Alir Analisis dan Evaluasi Kestabilan Tegangan.....	28
Gambar 3.4	Diagram Alir Continuation Power Flow	30
Gambar 4.1	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG)	34
Gambar 4.2	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Setelah Penambahan 1 Unit <i>Distributed Generation</i> (DG) pada bus 13	38
Gambar 4.3	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Setelah Penambahan 2 Unit <i>Distributed Generation</i> (DG) pada bus 13 dan bus 33	41
Gambar 4.4	Perbandingan Profil Tegangan	44
Gambar 4.5	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Sebelum Penambahan <i>Distributed Generation</i> (DG)	46
Gambar 4.6	Hasil Simulasi <i>Continuation Power Flow</i> (CPF) Setelah Penambahan 1 Unit <i>Distributed Generation</i> (DG) pada bus 64	51
Gambar 4.7	Perbandingan Profil Tegangan	55

- Halaman ini sengaja dikosongkan –

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kestabilan tegangan berkaitan dengan kemampuan sebuah sistem tenaga listrik dalam mempertahankan tegangan di setiap bus pada kondisi normal setelah terjadinya gangguan^[2]. Sistem akan memasuki keadaan ketidakstabilan tegangan ketika terjadi gangguan, peningkatan permintaan beban dan adanya perubahan kondisi sistem. Keadaan tersebut akan menyebabkan penurunan performa sistem, sehingga tegangan menjadi tidak terkendali, akibatnya profil tegangan menurun dan kerugian daya (*Losses*) pada sistem distribusi semakin besar, akibat fatal dari kondisi tersebut adalah terjadinya pemadaman atau *blackout* pada daerah sekitar.

Ketersediaan DG umumnya dalam skala kecil yaitu 1 Watt hingga 300 Mw^[4]. Oleh sebab itu untuk mensuplai konsumen pada skala besar penggunaan DG harus tetap terhubung dengan *Grid*, namun penggunaan penetrasi DG yang berlebih dapat mempengaruhi sistem distribusi hingga sistem transmisi, akibatnya hubungan antara DG dengan *Grid* dapat mempengaruhi kestabilan sistem seperti : frekuensi, proteksi dan kestabilan tegangan^[5].

Oleh karena hal tersebut, dalam tugas akhir ini diusulkan sebuah metode untuk menganalisis kestabilan tegangan yang terjadi pada sistem distribusi radial dengan penambahan DG atau disebut juga dengan Microgrid on *Grid Model* sebagai dasar pertimbangan dalam penempatan DG sehingga profil tegangan menjadi lebih baik dan dapat mengatasi masalah ketidak-stabilan tegangan.

Tugas akhir ini mengusulkan sebuah metode untuk penempatan DG pada jaring distribusi berdasarkan analisis CPF dengan cara menentukan bus yang paling sensitif (*Sensitive Bus*) terjadi jatuh tegangan akibat adanya penambahan beban secara kontinyu tanpa mempertimbangkan rating peralatan, setelah itu DG dengan kapasitas tertentu akan dipasang pada *sensitive bus* hingga *objective function* terpenuhi^[6] yaitu memperbaiki profil tegangan.

1.2. Permasalahan

Ruang lingkup permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik akibat adanya penambahan beban.
2. Menganalisis sistem tenaga listrik yang paling mudah mengalami drop tegangan akibat penambahan beban berlebih dan perlu dilakukan perbaikan.
3. Melakukan perbaikan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik dengan menambahkan *Distributed Generation*.
4. Menganalisis keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik setelah adanya perbaikan.

1.3. Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah :

1. Mengetahui keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik akibat adanya penambahan beban.
2. Mengetahui sistem tenaga listrik yang paling mudah mengalami drop tegangan akibat penambahan beban berlebih dan perlu dilakukan perbaikan.
3. Memperbaiki kestabilan tegangan sistem tenaga listrik dengan menambahkan *Distributed Generation*.
4. Mengetahui keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik setelah adanya perbaikan.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dari tugas akhir ini adalah :

1. *Continuation Power Flow* (CPF) berperan untuk menentukan bus paling sensitif sebagai referensi penempatan DG.
2. Analisis kestabilan tegangan dengan mengabaikan sistem kontrol, karakteristik rating peralatan pada sistem dan jenis serta karakteristik DG.
3. Fungsi objektif yang dihasilkan adalah memperbaiki profil tegangan hingga berada pada $\pm 5\%$ Tegangan nominal^[9].
4. Pemodelan aliran daya aktif yang digunakan adalah negatif PQ bus.

5. Simulasi dilakukan pada sistem IEEE 33 bus dan IEEE 60 Bus menggunakan MATLAB R2013a.
6. Output daya dari *Distributed Generation* (DG) dianggap konstan
7. Tidak dilakukan optimalisasi dalam *sizing Distributed Generation* (DG)

1.5. Metodologi

Metodologi penyelesaian masalah dalam pembuatan tugas akhir ini meliputi:

1. Study literatur, yaitu dengan membaca dan mempelajari buku-buku literatur, *Journal* dan *Proceeding* berkaitan dengan topik yang bersumber dari IEEE, *Science Direct* dan berbagai referensi *text book*.
2. Menjalankan simulasi :
 - a. Memodelkan sistem distribusi radial ke dalam matriks untuk mendapatkan nilai aliran daya dengan metode *backward-forward sweep* menggunakan *Software Matlab*.
 - b. Mencari kandidat bus yang akan terpilih untuk dipasangkan DG berdasarkan metode CPF berdasarkan bus yang paling sensitif terjadi *voltage collapse*.
 - c. Melakukan penempatan DG pada *Sensitive Bus*
3. Menganalisis kestabilan tegangan antara sistem tenaga listrik yang belum terpasang DG dengan yang telah terpasang DG.
4. Pembuatan laporan

1.6. Sistematika

Susunan laporan tugas akhir adalah sebagai berikut:

1. Bab 1
 Pada bab 1 dijelaskan tentang pendahuluan dan latar belakang penulis dalam mengambil judul tugas akhir, dan akan dijelaskan permasalahan serta tujuan dilakukannya tugas akhir dengan topik yang bersangkutan.
2. Bab 2
 Pada bab 2 dijelaskan tentang sumber pustaka yang dijadikan dasar teori selama pelaksanaan tugas akhir. Sumber pustaka yang dijelaskan pada bab 2 merupakan sumber pustaka utama yang dijadikan pedoman oleh penulis.

3. Bab 3

Pada bab 3 dijelaskan tentang perancangan tugas akhir yang akan dilakukan, seperti data yang digunakan, serta persiapan program simulasi yang akan dijalankan.

4. Bab 4

Pada bab 4 dijelaskan tentang hasil simulasi dan analisis data yang telah dilakukan setelah proses simulasi program.

5. Bab 5

Pada bab 5 akan dijelaskan tentang kesimpulan dan saran penulis tentang tugas akhir yang telah dilakukan.

6. Lampiran

Hal-hal tambahan yang berkaitan dengan tugas akhir akan dilampirkan pada bagian ini.

1.7. Relevansi dan Manfaat

Manfaat dari dilakukannya pembelajaran analisis kestabilan tegangan pada suatu sistem tenaga listrik yang menggunakan DG di dalam sistem tersebut adalah dapat mengetahui adanya pengaruh yang dapat ditimbulkan dari *Distributed Generation* (DG) terhadap kestabilan tegangan sistem. Pengaruh yang ditimbulkan dari DG terhadap kestabilan tegangan sistem adalah dapat memperbaiki profil tegangan yang ditandai dengan semakin besarnya nilai *Maximum Load Point* (MLP) atau biasa disebut dengan *Critical Point* terjadinya *voltage collapse*.

Relevansi analisis kestabilan tegangan pada suatu sistem tenaga listrik adalah dapat dijadikan sebagai referensi perancangan microgrid dan membantu instansi dalam mengontrol serta memantau beban terutama dalam perencanaan perluasan sistem atau penambahan beban konsumen. manfaat lainnya adalah dapat dijadikan sebagai referensi tugas akhir selanjutnya dalam pengembangan lainnya.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Kestabilan Sistem Tenaga Listrik

Kestabilan tegangan berkaitan dengan kemampuan sebuah sistem tenaga listrik dalam mempertahankan tegangan di setiap bus pada kondisi normal setelah terjadinya gangguan^[2].

Sistem tenaga listrik mempunyai variasi beban yang berubah-ubah di setiap waktu, dengan adanya perubahan tersebut, oleh sebab itu kestabilan dari sistem perlu diperhatikan untuk menjaga operasi sistem tenaga listrik dapat berjalan dengan baik.

Analisis kestabilan berdasarkan sifat dan besarnya gangguan pada umumnya digolongkan kedalam 3 jenis ^[2], yaitu :

1. Kestabilan Transien (*Transient Stability*)
2. Kestabilan Dinamis (*Dynamic Stability*)
3. Kestabilan Keadaan Tetap (*Steady State Stability*)

2.1.1. Kestabilan Transien

Kestabilan transien merupakan suatu kemampuan sistem untuk mencapai titik keseimbangan atau sinkronisasi mengalami gangguan yang besar sehingga sistem kehilangan stabilitas karena gangguan terjadi diatas kemampuan sistem.

Analisis kestabilan transien merupakan analisis paling utama untuk menelaah perilaku sistem daya seperti adanya gangguan berupa :

1. Perubahan beban secara mendadak akibat terputusnya unit pembangkit.
2. Perubahan pada jaring transmisi, seperti : gangguan hubung singkat atau pemutusan saklar (*switching*).

2.1.2. Kestabilan Dinamis

Kestabilan dinamis merupakan suatu kemampuan sistem tenaga listrik untuk kembali ke titik keseimbangan setelah adanya gangguan yang berasal dari peralatan kontrol sistem..

2.1.3. Kestabilan Keadaan Tetap

Kestabilan keadaan tetap merupakan suatu kemampuan sistem tenaga listrik untuk menerima gangguan kecil yang bersifat gradual, yang terjadi disekitar titik keseimbangan pada kondisi tetap.

Ketidakstabilan dapat berasal dari kondisi disetiap komponen sistem tenaga^[8], seperti :

1. Generator : Generator merupakan sebuah komponen pembangkit tenaga listrik yang digunakan untuk memberikan kecukupan daya reaktif kepada konsumen agar dapat menjaga sistem tenaga pada kondisi stabil dengan menjaga level tegangan beroperasi pada variasi tegangan pelayanan maksimum +5% hingga minimum -5% terhadap tegangan nominal ^[9].
2. Saluran Transmisi : Saluran transmisi menjadi penyebab lain dalam stabilitas tegangan, karena saluran transmisi membatasi daya maksimum yang akan dikirim.
3. Beban : Beban terdiri dari beban dinamis dan beban statis, dimana keduanya memiliki pengaruh profil tegangan yang dapat melampaui batas daya reaktif pembangkit.

Penyebab lain terjadinya ketidakstabilan^[2] adalah :

1. Beban pada saluran transmisi terlalu tinggi
2. Sumber tegangan terlalu jauh dari pusat beban
3. Sumber tegangan terlalu rendah
4. Ketidakcukupan dari load *reactive compensation*

2.2. Analisis Kestabilan Tegangan Berdasarkan Kurva P-V

Kurva P-V adalah kurva yang menggambarkan karakteristik tegangan seiring dengan perubahan beban daya aktif yang terus meningkat. Kurva ini dihasilkan dengan sederet solusi aliran daya dengan tingkat beban yang berbeda-beda. Titik kritis ketika terjadi kenaikan beban merupakan hal yang sangat penting untuk diketahui karena dapat menyebabkan jatuh tegangan (*voltage collapse*).

2.3. Continuation Power Flow^{[10],[15]}

Continuation Power Flow pada umumnya menggunakan metode *newton rapshon* untuk menghitung aliran daya dari sebuah sistem tenaga yang digunakan sebagai data awal, dimana data tersebut akan diolah untuk membentuk kurva P-V dengan adanya penambahan beban secara terus menerus, namun dalam kondisi penggunaan metode *newton raphson* pada sistem tertentu membuat Matriks Jacobian yang dihasilkan menjadi singular, dampak dari hal tersebut akan menghasilkan numerical perhitungan yang sulit.

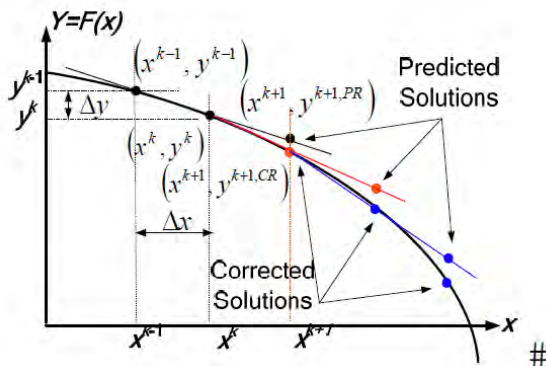
Pada tugas akhir ini sistem yang akan dianalisis adalah sistem distribusi radial IEEE 33 bus dan IEEE 69 bus, apabila sistem ini menggunakan metode *newton raphson power flow* untuk menghitung aliran dayanya, maka matriks jacobian yang dihasilkan menjadi kurang konvergen karena sistem memiliki nilai ratio R/X yang tinggi, akibatnya kurva yang dihasilkan cenderung tidak stabil. Oleh sebab itu, pada tugas akhir ini akan menggunakan perhitungan *Continuation Power Flow* dengan menggunakan *first-order polynominal secant predictor* dan hasilnya akan dikoreksi dengan menggunakan metode *backward-forward sweep radial power flow*. Keuntungan daripada menggunakan metode ini adalah^[10] :

1. Masalah singularitas yang berhubungan dengan *classical Jacobian matrix-based power-flow methods* menghilang.
2. Lebih efisien dalam menangani sistem dengan berbagai sistem dan beban tidak seimbang.
3. Lebih efisien dalam menangani sistem dengan ratio R/X yang tinggi.
4. Waktu iterasi lebih cepat terutama dalam menangani sistem 3 fasa tidak seimbang.

Sehingga dapat disimpulkan bahwa, metode ini berfungsi untuk mendapatkan sebuah nilai kestabilan tegangan pada sistem distribusi, dimana pada metode ini tidak memiliki matriks sehingga tidak akan ditemukan masalah terhadap singularitas seperti yang ada pada metode *Newton-Raphson power flow*.

Metode ini terdiri dari 2 teknik metode perhitungan yaitu untuk menghitung kurva bagian stabil dan kurva bagian yang tidak stabil, kedua metode ini akan bekerja secara bersamaan hingga bertemu pada *Maximum Loading Point* (MLP). Bagian stabil akan diselesaikan dengan *secant predictor* yang menggunakan *first order polynominal* dalam memprediksikan langkah selanjutnya dan *radial power flow* yang diaplikasikan untuk mengkoreksi langkah tersebut. Sedangkan kurva bagian yang tidak stabil diimplementasikan menggunakan *equivalent two bus*. kedua perhitungan tersebut dalam aplikasi metode *Continuation Power Flow* tidak memerlukan adanya kesulitan perhitungan secara numerical dalam menemukan MLP karena keandalan dari teknik *radial power flow*. Metode ini lebih sederhana untuk diimplementasikan dan lebih akurat jika dibandingkan dengan CPF *Newton-Raphson power flow*. Namun pada

tugas akhir ini hanya akan dibahas secara rinci *Continuation Power Flow* dari sistem yang stabil saja.



Gambar 2.1 Kurva P-V^[7]

2.3.1 Predictor Step

Pada metode *Continuation Power Flow*, bagian stabil ini akan dihitung menggunakan teknik *secant predictor*. Dimana pada teknik ini, 2 titik pertama akan dihitung menggunakan metode analisis *power flow*, kedua titik ini akan membentuk sebuah garis lurus yang akan digunakan untuk memprediksikan titik ketiga, dimana titik ketiga ini adalah titik prediksi yang akan digunakan sebagai *initial point* pada *power flow solution* dalam menemukan hasil koreksi. Teknik ini bertujuan untuk menurunkan jumlah iterasi antara *predictor* dan *corector* sehingga tidak terlalu lama pada proses di setiap tahapnya.

Untuk mendapatkan 2 titik pertama (X^{k-1}, y^{k-1}) dan (x^k, y^k) pada Gambar 2.1 ditunjukkan pada persamaan dibawah ini :

$$SL = \frac{y^k - y^{k-1}}{r^k - r^{k-1}} = \frac{\Delta y^{k,k-1}}{\Delta r^{k,k-1}} \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana,

SL = *Slope*, kemiringan garis

k = Titik kurva

x, y = Variabel fungsi x dan y

Sedangkan teknik prediksi pada titik (X^{k+1}, y^{k+1}) ditunjukkan pada persamaan dibawah ini :

$$SL^{k,k+1} = \frac{y^{k+1,PR} - y^{k,CR}}{x^k - x^{k-1}} = \frac{y^{k+1,PR} - y^{k,CR}}{\Delta x^{k,k+1}} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$y^{k+1,PR} = SL^{k,k+1}(\Delta x^{k,k+1}) + y^{k,CR} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana,
 PR *superscript* = Solusi *Predictor*
 CR *superscript* = Solusi *Corector*

Dari persamaan (2.2) dan (2.3) dapat dihitung tegangan sistem pada bus i dengan menggunakan persamaan dibawah ini :

$$V_i^{k+1,PR} = SL_{Vi}^{k+1}(\Delta \lambda^{k,k+1}) + V_i^{k,CR} \dots\dots\dots(2.4)$$

$$\delta_i^{k+1,PR} = SL_{Vi}^{k+1}(\Delta \lambda^{k,k+1}) + \delta_i^{k,CR} \dots\dots\dots(2.5)$$

Jika persamaan (2.4) dan (2.5) diturunkan kembali akan didapatkan persamaan sebagai berikut :

$$V_p = -\frac{(\lambda_{k-1}) - (\lambda_k)}{(\lambda_{k-1}) - (\lambda_{k-2})} [((V_{k-1}) - (V_{k-2})) + (V_{k-1})] \dots\dots(2.6)$$

$$\delta_p = -\frac{(\lambda_{k-1}) - (\lambda_k)}{(\lambda_{k-1}) - (\lambda_{k-2})} [(\delta_{k-1}) - (\delta_{k-2}) + (\delta_{k-1})] \dots\dots(2.7)$$

Dimana,
 V_p = Tegangan *Predictor*
 δ_p = Sudut Tegangan *Predictor*
 V_k = Tegangan *Corector*
 δ_k = Sudut Tegangan *Corector*
 λ_k = *Continuation Parameter Factor*

2.3.2 Corector Step

Tahap koreksi pada metode ini menggunakan solusi *backward-forward sweep*. Dimana *backward* digunakan untuk

menghitung arus saluran dari beban hingga ke sumber, sedangkan *forward sweep* digunakan untuk menghitung drop tegangan dari sumber hingga ke beban. Perhitungan rinci metode tersebut akan dijelaskan pada sub bab analisis aliran daya.

2.3.2 Proses Solusi Continuation Power Flow

Metode CPF akan mempertimbangkan kenaikan beban yang akan diekspresikan menggunakan persamaan berikut ini :

$$P_{(nk,i)} = (1 + \lambda \cdot K)P_{(nk,0)} \dots\dots\dots (2.8)$$

Dimana,

- $P_{(nk,i)}$: Pembebanan bus pada saat iterasi ke nk
- $P_{(nk,0)}$: Pembebanan bus dengan nilai beban dasar
- λ : *Continuation parameter factor*
- K : *Load multiplier* pada bus ke i

Continuation paramater factor digunakan sebagai *step size control* untuk mengatur besarnya penambahan beban dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\sigma_{k+1} = \sigma_k \frac{C}{n_k} \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\lambda_{k+1} = \sigma_k + \lambda_k \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana,

- C = Parameter ukuran kontrol
- n_k = Banyaknya jumlah iterasi aliran daya saat k
- k = Nilai iterasi pada *Continuation Power Flow*

Proses antara *predictor* dan *corector* akan berhenti hingga persamaan dibawah ini terpenuhi, yaitu :

$$\sigma_k < \varepsilon_{MLP} \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana σ_k adalah ukuran kontrol penambahan beban, sedangkan ε_{MLP} adalah definisi dari nilai toleransi untuk menentukan *Maximum Loading Point* (MLP).

2.3. Tegangan Jatuh

Tegangan jatuh (*voltage collapse*) adalah sebuah fenomena yang muncul ketika adanya kenaikan beban yang sangat besar pada sistem tenaga listrik. Tegangan jatuh terjadi bila tegangan yang beroperasi berada dibawah level operasi tegangan sewajarnya sehingga mengakibatkan ketidak stabilan tegangan dan dampak besar yang dapat terjadi adalah pemadaman secara merata (*blackout*). Beberapa gangguan yang dapat mempengaruhi tegangan jatuh (*voltage collapse*), diantaranya adalah peningkatan beban secara terus menerus.

2.4. Microgrid^[16]

Microgrid merupakan suatu sistem pembangkit terdistribusi yang terdiri dari beberapa sumber energi terbarukan sebagai sumber energi listrik dan beberapa beban yang dapat beroperasi secara langsung tanpa terhubung dengan grid atau biasa disebut juga dengan *islanding* maupun beroperasi dengan terhubung langsung pada grid atau biasa disebut dengan *microgrid on grid*.

Sehingga keadaan microgrid yang terhubung langsung dengan grid dapat diartikan sebagai unit *Distributed Generation* (DG) yang terkoneksi kedalam jaringan distribusi.

2.5. Distributed Generation

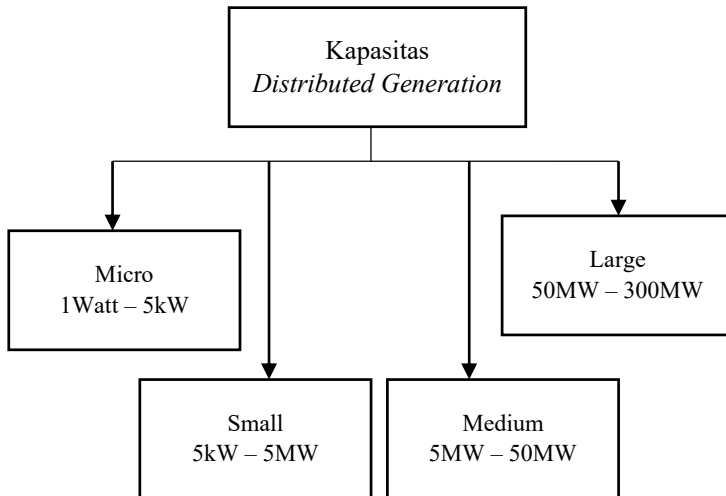
Distributed Generation (DG) atau dikenal dengan *Disperged Generation* (Amerika Utara), *Embedded Generation* (Amerika Selatan), *Decentralized Generation* (Eropa dan Asia), namun secara umum dikenal dengan nama *Distributed Generation* (DG)^[4]. Istilah *distributed generation* sering digunakan pada sebuah pembangkitan listrik skala kecil yang terletak pada sistem distribusi tenaga listrik, biasanya *Distributed Generation* (DG) ditempatkan pada bus-bus yang terhubung langsung ke beban.

Beberapa negara mendefinisikan *Distributed Generation* (DG) berdasarkan letak pembangkit pada sistem jaringan listrik dan kapasitasnya seperti *Distributed Power Coalition Of America* (DPCA) mendefinisikan *Distributed Generation* (DG) adalah teknologi pembangkitan energi listrik berskala kecil yang menghasilkan daya listrik di suatu tempat yang lebih dekat dengan konsumen dibandingkan dengan pembangkit listrik pusat dimana pembangkit dapat langsung dihubungkan ke konsumen atau ke sistem distribusi

atau distribusi milik *utility*. Disisi lain *International Council on Large Electricity System* (CIGRE) mendefinisikan *Distributed Generation* (DG) sebagai setiap unit pembangkit dengan kapasitas maksimum 50 MW sampai 100 MW yang biasanya terhubung ke jaringan distribusi. Sedangkan *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) mendefinisikan sebagai pembangkitan energi listrik yang dilakukan oleh peralatan yang lebih kecil dari pembangkit listrik pusat sehingga memungkinkan terjadi interkoneksi di hampir semua titik pada sistem tenaga listrik, sehingga berdasarkan pengertian-pengertian tersebut, istilah *Distributed Generation* (DG) secara umum yaitu sebagai sebuah unit pembangkit listrik yang terhubung langsung ke jaringan distribusi atau di sisi konsumen dengan kapasitas yang relatif kecil (kurang dari 30 MW)^[11].

2.5.1. Tipe Distributed Generation (DG)

Dalam pengklasifikasian tipe *Distributed Generation* (DG) , secara umum DG dibagi menjadi beberapa tipe berdasarkan kapasitasnya seperti yang terlihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Kapasitas *Distributed Generation*^[3]

Berdasarkan teknologi pembangkitan yang digunakan, DG dapat diklasifikasikan sebagai berikut :

Tabel 2.1 Teknologi DG^[4]

Teknologi DG	Kapasitas DG
Combine Cycle Gas Turbine	35 KW – 400 MW
Internal Combustion Turbine	5 KW – 10 KW
Combustion Turbine	1 MW – 250 MW
Micro Turbines (MT)	35 KW-1 MW
<i>Renewable</i>	
Small Hydro	1 – 100 MW
Micro Hydro	25 KW – 1 MW
Wind Turbine (WT)	200 W- 3MW
Photovoltaic Array (PV)	20 W- 100 KW
Solar terminal, central receiver	1 MW- 80 MW
Solar terminal, Lutz system	10 MW – 80 MW
Biomass, e.g. based in gasification	100 KW – 20 MW
Fuel cells, phosacid	200 KW – 2 MW
Fuel cells, molten carbonate	250 KW – 2 MW
Fuel cells, proton exchange	1 KW – 2 MW
Fuel cells, solid oxide	250 KW – 5 MW
Geothermal	5 – 100 MW
Ocean Energy	100 KW – 1 MW
Stirling Engine	2 – 10 KW
Battery Storage	500 KW- 5 MW

2.5.2. Keuntungan Distributed Generation (DG)

Distributed Generation (DG) merupakan teknologi yang terus berkembang dan dapat beradaptasi dengan perubahan ekonomi karena ukurannya yang kecil dan konstruksinya yang lebih sederhana dibandingkan dengan pusat-pusat pembangkit konvensional. Secara umum DG sangat fleksibel dalam beberapa hal seperti operasi, ukuran, dan kemajuan teknologi. Selain itu, DG dapat meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik.

Dalam pemasangan DG di jaring distribusi, DG ditempatkan dekat dengan daerah beban, beberapa keuntungan dalam pemakaian DG diantaranya adalah :

1. DG dapat memberikan keandalan yang lebih tinggi dalam pemanfaatan daya.
2. DG dapat dijadikan sebagai sumber energi lokal yang membantu dalam penghematan daya.
3. DG memiliki efisiensi yang lebih tinggi dalam penyaluran daya dibandingkan dengan *power plants*. Selain itu, bila dikoneksikan pada utility, DG dapat meningkatkan efisiensi sistem karena DG dapat membantu mengurangi rugi-rugi daya pada sistem.
4. Dalam memproduksi energi listrik, DG bersifat ramah lingkungan. Emisi yang dihasilkan dari produksi energi listrik oleh DG tergolong rendah, bahkan mendekati nol.

2.6. Sistem Distribusi Tenaga Listrik

Sistem distribusi tenaga listrik merupakan sistem yang memiliki penyaluran daya listrik yang secara langsung terhubung dengan beban atau pelanggan. Sistem distribusi menyalurkan daya listrik dari gardu induk transmisi langsung menuju ke tiap-tiap titik beban. Proses penyaluran daya listrik tersebut dimulai dari pembangkit utama yaitu generator bertegangan 11KV-20KV, kemudian tegangan dari keluaran generator tersebut dinaikan melalui trafo *step up* menjadi 70KV-500KV, tujuan daripada menaikkan tegangan ini adalah untuk mengurangi rugi-rugi daya yang terjadi di saluran transmisi karena besarnya impedansi saluran dan juga besarnya arus yang mengalir pada saluran.

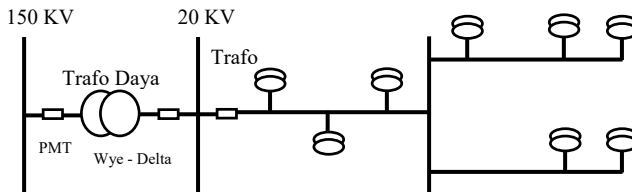
Setelah melalui sistem transmisi, tegangan kembali diturunkan menggunakan trafo *step down* melalui gardu distribusi menjadi 20 KV, gardu induk tersebut dinamakan gardu induk distribusi primer. Setelah itu, tegangan diturunkan lagi menjadi 220/380 Volt dengan nama lain disebut dengan saluran distribusi sekunder dimana sumber tenaga listrik terhubung langsung dengan pelanggan (konsumen).

Pada umumnya sistem distribusi yang sering digunakan di Indonesia adalah sistem distribusi radial.

2.6.1. Sistem Distribusi Radial

Sistem distribusi radial merupakan bentuk yang paling sederhana dan banyak digunakan. Disebut dengan radial karena saluran ini ditarik secara radial dari suatu titik yang merupakan

sumber dari jaringan kemudian dicabang – cabangkan ke titik – titik beban yang dilayani, seperti yang terlihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Jaringan Distribusi Radial

2.6.2. Keuntungan dan Kerugian Sistem Distribusi Radial

Seiring dengan banyaknya penggunaan sistem distribusi radial tentunya banyak keuntungan yang dijadikan sebagai pertimbangan pemilihan sistem yang digunakan, berikut adalah beberapa keuntungan dari sistem distribusi radial :

1. Bentuknya sederhana.
2. Biaya investasinya murah.

Selain itu, adapun kerugian yang didapat dari sistem distribusi radial, diantaranya adalah :

1. Kualitas pelayanan daya relatif jelek, karena rugi tegangan dan rugi daya yang terjadi pada saluran relatif besar.
2. Kontinuitas pelayanan daya kurang terjamin, karena hanya ada satu alternatif saluran antara titik sumber dan titik beban, sehingga bila saluran tersebut mengalami gangguan maka akan terjadi pemadaman total pada daerah saluran yang berada di belakang atau setelah titik gangguan selama gangguan belum teratasi.
3. Mutu tegangan pada gardu distribusi yang berada pada ujung saluran sistem akan mengalami jatuh tegangan terbesar karena memiliki panjang saluran terbesar, selain itu semakin besar beban pada tiap bus maka semakin besar pula tegangan jatuh yang dihasilkan pada ujung saluran sistem.

2.7. Analisis Aliran Daya

Analisis aliran daya bertujuan untuk mengetahui informasi mengenai aliran daya dan tegangan sistem, informasi tersebut sangat

dibutuhkan untuk mengevaluasi kinerja sistem tenaga listrik dan menganalisis kondisi pembangkitan maupun pembebanan, selain itu perhitungan aliran daya sangat berguna untuk perencanaan dan perancangan pengembangan sistem.

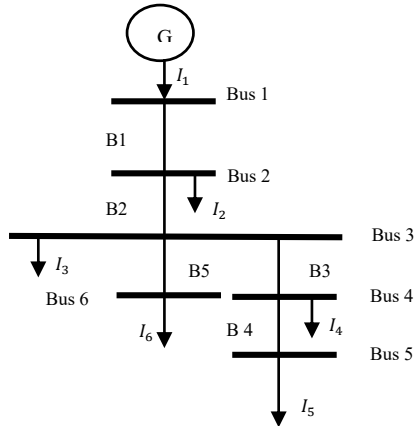
Perhitungan analisis aliran daya biasanya direpresentasikan sebagai fasa tunggal karena beban dianggap seimbang. Besaran-besaran yang ada pada perhitungan analisis aliran daya di tiap bus adalah daya aktif (P), daya reaktif (Q), nilai tegangan ($|V|$) dan sudut fasa (θ). Pada setiap bus pasti akan diketahui dua dari empat besaran tersebut. Jenis bus berdasarkan besaran yang diketahui adalah sebagai berikut :

1. *Slack bus*, Tegangan dan sudut fasa pada *slack bus* menjadi referensi tegangan dan sudut pada bus lainnya. Karena tegangan pada bus ini tetap dan besar sudutnya adalah 0° .
2. *Load bus* (PQ bus), Pada bus ini tegangan yang diketahui adalah daya aktif (P) dan daya reaktif (Q), karena pada beban besarnya daya aktif dan daya reaktif sudah diketahui, besaran yang perlu diketahui pada PQ bus adalah tegangan ($|V|$) dan sudut fasa (θ).
3. *Generator bus* (PV bus), Bus yang terpasang generator, besaran yang diketahui adalah tegangan ($|V|$) dan daya aktif (P). bus ini berperan untuk meregulasikan tegangan, karena generator ini dapat mengatur keluaran daya reaktifnya agar tegangan pada bus tersebut tetap terjaga. Tetapi nilai daya reaktif yang dikeluarkan oleh generator memiliki batas maksimum.

2.7.1. Analisis Aliran Daya Pasif^[12]

Analisis aliran daya pada sistem distribusi radial memiliki banyak cabang dan banyak beban terpasang, hal tersebut menyebabkan ratio R/X tinggi, metode *backward-forward sweep* adalah metode yang paling tepat untuk diaplikasikan pada sistem distribusi radial. Langkah awal dari metode *Backward – Forward Sweep* adalah menghitung besar arus yang mengalir pada saluran, dari beban terujung hingga slack bus yang disebut dengan *backward sweep* dan yang kedua adalah menghitung nilai drop tegangan pada setiap saluran dengan mengkalikan nilai arus yang telah dihitung sebelumnya dengan nilai impedansi salurannya yang disebut dengan *forward sweep*.

Gambar 2.4 merupakan salah satu contoh dari gambar *single line diagram* untuk pembentukan matriks dalam persamaan aliran daya.



Gambar 2.4. Single Line Diagram ^[12]

Untuk menghitung arus cabang didapatkan dari hubungan daya kompleks dan tegangan pada setiap bus, seperti persamaan dibawah ini :

$$I_i^k = conj \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i^k} \right) \dots\dots\dots (2.12)$$

Dimana :

I_i^k = Arus pada bus I saat iterasi ke-K

V_i^k = Tegangan pada bus I saat iterasi ke-K

Metode *Backward-Forward Sweep* membutuhkan modifikasi perhitungan untuk memudahkan dalam membentuk persamaan dan proses iterasi sehingga dapat menghitung nilai tegangan di setiap bus nya, proses modifikasi tersebut berupa persamaan matriks BIBC (*Bus Injection to Branch Current*), matriks BIBC adalah matriks hubungan antara arus dan saluran pada sistem.

Gambar *single line diagram* diatas menghasilkan persamaan untuk membentuk matriks BIBC, dengan menggunakan hukum

kirchoff untuk arus. Arus cabang I terhadap bus atau saluran B, maka persamaan yang didapat adalah seperti berikut :

$$\begin{aligned}
 B_5 &= I_6 \dots\dots\dots (2.13) \\
 B_4 &= I_5 \\
 B_3 &= I_4 + I_5 \\
 B_2 &= I_3 + I_4 + I_5 + I_6 \\
 B_1 &= I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6
 \end{aligned}$$

Dimana :

B_n = Arus Saluran Bus n

I_n = Arus Cabang n

Persamaan (2.13) merupakan persamaan arus cabang I terhadap bus, dimana persamaan tersebut akan dibentuk matriks BIBC seperti berikut :

$$\begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.14)$$

$$[B] = [BIBC][I] \dots\dots\dots (2.15)$$

Angka 1 Menyatakan adanya hubungan antara arus dan saluran pada sistem, sedangkan angka 0 menyatakan tidak adanya hubungan antara arus dan saluran pada sistem, Matriks 1 & 0 yang disebut dengan matriks BIBC.

Drop tegangan pada setiap bus dapat ditentukan dengan cara mengkalikan nilai arus yang telah dihitung sebelumnya dengan nilai impedansi salurannya yang disebut dengan *forward sweep*. Hasil persamaan tersebut dapat dilihat pada persamaan (2.16).

$$\begin{aligned}
 V_2 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} \dots\dots\dots (2.16) \\
 V_3 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} \\
 V_4 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} \\
 V_5 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_4 \cdot Z_{45} \\
 V_6 &= V_1 - B_1 \cdot Z_{12} - B_2 \cdot Z_{23} - B_3 \cdot Z_{34} - B_4 \cdot Z_{45} - B_5 \cdot Z_{26}
 \end{aligned}$$

Dimana :

V_n = Tegangan Bus n

B_n = Arus Saluran Bus n

Z_{k-l} = Impedansi Saluran dari bus k ke bus l

Matriks BCBV (*Branch Current to Branch Voltage*) adalah matriks hubungan antara tegangan bus dan arus saluran yang didapat dari penurunan persamaan (2.15), jika dibentuk sebagai sebuah matriks maka matriks tersebut akan menjadi sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} V_1 - V_2 \\ V_1 - V_3 \\ V_1 - V_4 \\ V_1 - V_5 \\ V_1 - V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & 0 & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & Z_{34} & Z_{45} & 0 \\ Z_{12} & Z_{23} & 0 & 0 & Z_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \end{bmatrix} \dots\dots(2.17)$$

$$[\Delta V] = [BCBV][B] \dots\dots\dots(2.18)$$

Dimana :

V_n = Tegangan Bus n

B_n = Arus Saluran Bus n

Z_{k-l} = Impedansi Saluran dari bus k ke bus l

ΔV = Drop Tegangan antara V_k ke V_l

Distribution Load Flow (DLF) merupakan hasil perkalian antara matriks BCBV dan matriks BIBC yang digunakan untuk mendapatkan persamaan untuk menghitung nilai drop tegangan pada setiap bus. Persamaan untuk matriks dari drop tegangan (ΔV), persamaan yang didapat adalah sebagai berikut :

$$[\Delta V] = [BCBV][BIBC][I] \dots\dots\dots(2.19)$$

$$[\Delta V] = [DLF][I] \dots\dots\dots(2.20)$$

Dengan didapatkannya matriks BIBC, BCBV dan ΔV , tegangan pada setiap bus dapat dihitung menggunakan persamaan dibawah ini :

$$[V_i] = [V_1] - [\Delta V] \dots\dots\dots(2.21)$$

Dimana :

ΔV = Drop Tegangan antara V_k ke V_l

BCBV = Matriks *Branch Current to Branch Voltage*

BIBC = Matriks *Bus Injection to Branch Current*

DLF = Matriks *Distributin Load Flow*

V_i = Tegangan Saluran Bus i

2.7.2. Analisis Aliran Daya Aktif^[13]

Analisis aliran daya aktif pada sistem distribusi memiliki kemampuan untuk dapat mengalirkan daya yang tidak hanya dari satu sumber *single bus (substation)*, melainkan berasal dari bus yang berbeda yang terdistribusi melalui jaringan, untuk dapat mengalirkan daya dari bus lain pada jaring distribusi dapat menggunakan *power plant* dengan kapasitas kecil atau biasa disebut dengan *Distributed Generation (DG)*.

Distributed Generation memiliki karakteristik dan peranan yang sama dengan generator di sisi pembangkit yang dipasang pada sisi distribusi, *Distributed Generation* itu sendiri dapat dimodelkan menjadi *negative PQ bus* dan *PV bus* untuk dapat memudahkan dalam perhitungan analisis aliran daya.

2.7.2.1 PQ Model^[14]

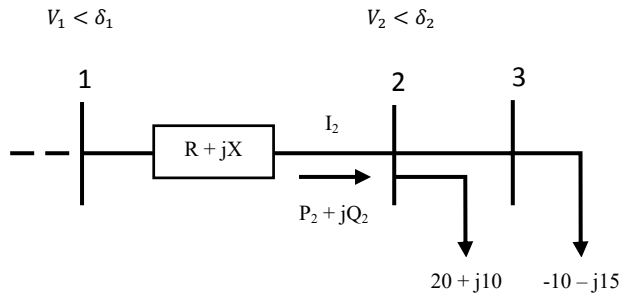
Pada sistem distribusi radial, daya akan mengalir dari *infinite bus* menuju ke beban kemudian beban akan menyerap daya aktif dan daya reaktif yang disediakan oleh *infinite bus* sehingga arah aliran arus beban searah dengan arah aliran daya tersebut.

Generator dan beban tentunya memiliki karakteristik yang berbeda, generator menyuplai daya sedangkan beban akan menyerap daya. Ketika generator dipasang di sisi distribusi maka arah aliran daya generator akan berlawanan dengan arah aliran daya beban, karena generator menyuplai daya aktif dan daya reaktif. Arah aliran yang berbeda pada generator dan beban tersebut inilah yang memporiori adanya pemodelan generator menjadi negatif PQ bus, sehingga dalam perhitungan analisis aliran daya, generator dianggap sebagai beban negatif yang arah aliran dayanya berlawanan dengan beban. Persamaan yang digunakan dalam pemodelan negatif PQ bus^[14] ditunjukkan oleh persamaan 2.22 dan persamaan 2.23.

$$P = -P_s \dots\dots\dots (2.22)$$

$$Q = -Q_s \dots\dots\dots (2.23)$$

Dimana P dan Q adalah daya aktif dan daya reaktif dari *Distributed Generation* (DG) untuk lebih memahami algoritma diatas, Gambar 2.5. disajikan sebagai ilustrasi pemodelan negatif PQ bus. Ketika pada bus 3 dipasang *Distributed Generation* dengan kapasitas $10 + j5$, total beban yang terpasang pada bus 2 akan mempertimbangkan adanya *Distributed Generation* pada bus 3 menjadi $20 + j10 - 10 - j5 = 10 + j5$. Jika *Distributed Generation* pada bus 3 diganti dengan beban yang mempunyai nilai yang sama, maka total beban yang terpasang adalah $20 + j10 + 10 + j5 = 30 + j15$.



Gambar 2.5 *Distributed Generation* Dimodelkan Sebagai Negatif PQ Load

Bus yang terpasang *Distributed Generation* akan mengindikasikan sebagai beban yang memiliki tanda negatif. Beban yang memiliki tanda negatif tersebut akan berperan sebagai generator karena memiliki arah aliran daya yang berlawanan dengan beban, namun pemodelan *Distributed Generation* sebagai beban negatif PQ memiliki kelemahan, kelemahannya adalah *Distributed Generation* tidak memiliki kapabilitas untuk dapat meregulasikan output daya reaktif generator hal tersebut menyebabkan tegangan keluaran yang dihasilkan tidak dapat dipertahankan dalam kondisi tertentu.

2.7.2.2 PV Model

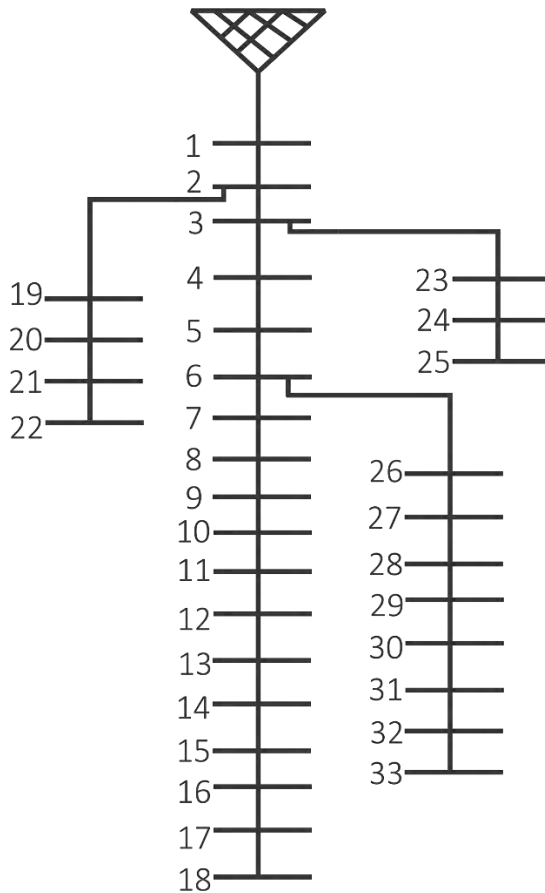
Memodelkan generator sebagai negatif PQ bus tidak dapat mengatasi permasalahan dalam meregulasi besarnya daya reaktif yang akan berpengaruh pada tegangan sistem, oleh sebab itu generator bus akan dimodelkan sebagai PV model, dimana daya reaktif yang dikeluarkan oleh generator bertujuan untuk menjaga tegangan pada nilai yang dikehendaki harus diketahui. Semakin besar nilai daya reaktif maka tegangan sistem akan meningkat begiu juga sebaliknya.

BAB 3

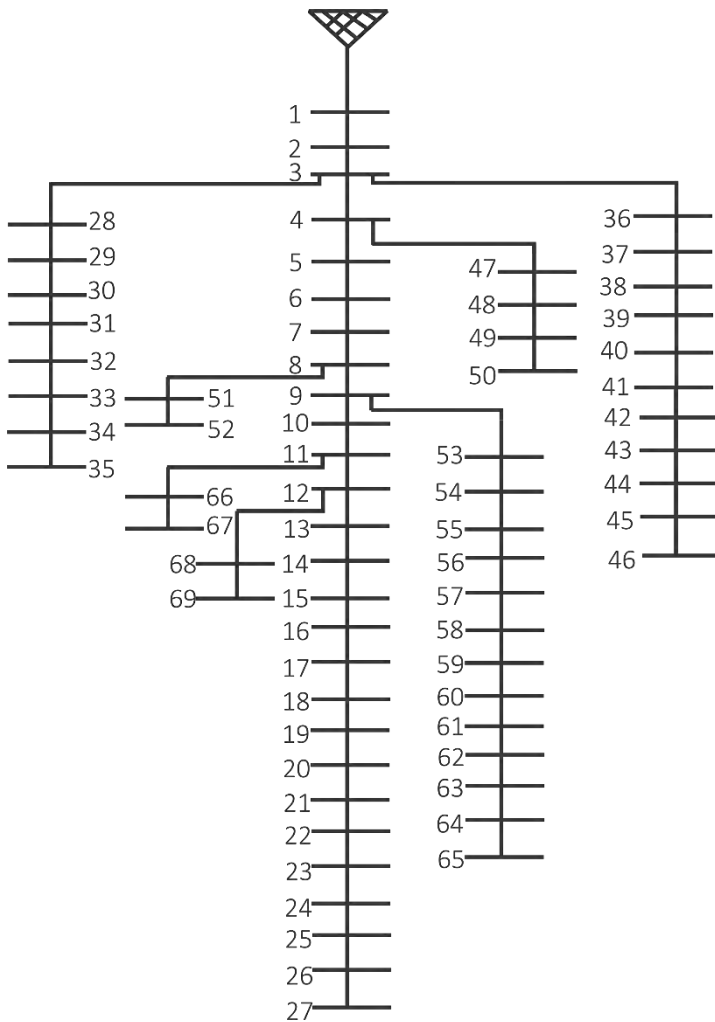
PERANCANGAN DAN PEMODELAN

3.1. Sistem Kelistrikan IEEE 33 Bus dan IEEE 69 Bus

Sistem kelistrikan yang akan digunakan dalam analisis dan evaluasi kestabilan tegangan adalah sistem kelistrikan IEEE 33 Bus^[1] dan IEEE 69 Bus^[1] seperti pada Gambar 3.1. dan Gambar 3.2.



Gambar 3.1 Sistem kelistrikan IEEE 33 Bus



Gambar 3.2 Sistem kelistrikan IEEE 69 Bus

Single line diagram pada IEEE 33 bus dan IEEE 69 bus memiliki *bus data* dan *line data* seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.1. dan Tabel 3.2.

Tabel 3.1 *Bus Data dan Line Data Test System 33 Bus*

Branch Number	Sending Bus	Receiving Bus	Resistance	Reactance	Nominal Load at Receiving Bus		
			R	X	P	Q	S
			Ω	Ω	(kW)	(kVAR)	kVA
2	1	2	0.0922	0.047	100	60	116.619
3	2	3	0.493	0.2511	90	40	98.489
4	3	4	0.366	0.1864	120	80	144.222
5	4	5	0.3811	0.1941	60	30	67.082
6	5	6	0.819	0.707	60	20	63.246
7	6	7	0.1872	0.6188	200	100	223.607
8	7	8	0.7144	0.2351	200	100	223.607
9	8	9	1.03	0.74	60	20	63.246
10	9	10	1.044	0.74	60	20	63.246
11	10	11	0.1966	0.065	45	30	54.083
12	11	12	0.3744	0.1298	60	35	69.462
13	12	13	1.468	1.155	60	35	69.462
14	13	14	0.5416	0.7129	120	80	144.222
15	14	15	0.591	0.526	60	10	60.828
16	15	16	0.7463	0.545	60	20	63.246
17	16	17	1.289	1.721	60	20	63.246
18	17	18	0.732	0.574	90	40	98.489
19	2	19	0.164	0.1565	90	40	98.489
20	19	20	1.5042	1.3554	90	40	98.489
21	20	21	0.4095	0.4784	90	40	98.489
22	21	22	0.7089	0.9373	90	40	98.489
23	3	23	0.4512	0.3083	90	50	102.956
24	23	24	0.898	0.7091	420	200	465.188
25	24	25	0.896	0.7011	420	200	465.188
26	6	26	0.203	0.1034	60	25	65.000
27	26	27	0.2842	0.1447	60	25	65.000
28	27	28	1.059	0.9337	60	20	63.246
29	28	29	0.8042	0.7006	120	70	138.924
30	29	30	0.5075	0.2585	200	600	632.456
31	30	31	0.9744	0.963	150	70	165.529
32	31	32	0.3105	0.3619	210	100	232.594
33	32	33	0.341	0.5302	60	40	72.111
TOTAL					3715	2300	4369.351

Tabel 3.2 *Bus Data dan Line Data Test System 69 Bus*

Branch Number	Sending Bus	Receiving Bus	Resistance	Reactance	Nominal Load at Receiving Bus		
			R	X	P	Q	S
			Ω	Ω	(MW)	(MVAR)	(MVA)
2	1	2	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000
3	2	3	0.0005	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000
4	3	4	0.0015	0.0036	0.0000	0.0000	0.0000

Tabel 3.2 Bus Data dan Line Data *Test System* 69 Bus (Lanjutan)

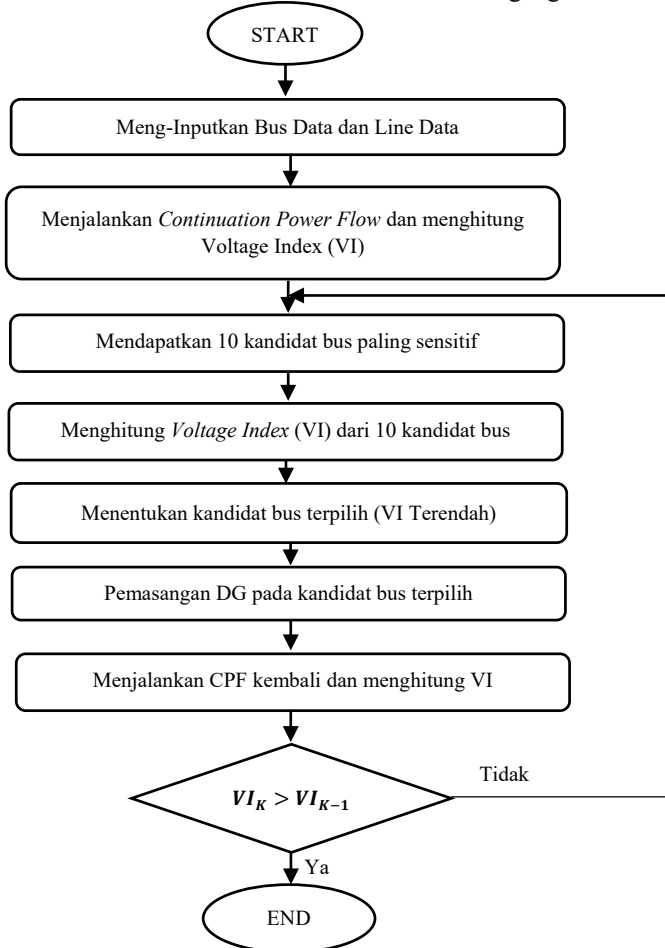
Branch Number	Sending Bus	Receiving Bus	Resistance	Reactance	Nominal Load at Receiving Bus		
			R	X	P	Q	S
			Ω	Ω	(MW)	(MVAR)	(MVA)
5	4	5	0.0251	0.0294	0.0000	0.0000	0.0000
6	5	6	0.3660	0.1864	0.0026	0.0022	0.0048
7	6	7	0.3811	0.1941	0.0404	0.0300	0.0704
8	7	8	0.0922	0.0470	0.0750	0.0540	0.1290
9	8	9	0.0493	0.0251	0.0300	0.0220	0.0520
10	9	10	0.8190	0.2707	0.0280	0.0190	0.0470
11	10	11	0.1872	0.0619	0.1450	0.1040	0.2490
12	11	12	0.7114	0.2351	0.1450	0.1040	0.2490
13	12	13	1.0300	0.3400	0.0080	0.0050	0.0130
14	13	14	1.0440	0.3450	0.0080	0.0055	0.0135
15	14	15	1.0580	0.3496	0.0000	0.0000	0.0000
16	15	16	0.1966	0.0650	0.0450	0.0300	0.0750
17	16	17	0.3744	0.1238	0.0600	0.0350	0.0950
18	17	18	0.0047	0.0016	0.0600	0.0350	0.0950
19	18	19	0.3276	0.1083	0.0000	0.0000	0.0000
20	19	20	0.2106	0.0690	0.0010	0.0006	0.0016
21	20	21	0.3416	0.1129	0.1140	0.0810	0.1950
22	21	22	0.0140	0.0046	0.0050	0.0035	0.0085
23	22	23	0.1591	0.0526	0.0000	0.0000	0.0000
24	23	24	0.3463	0.1145	0.0280	0.0200	0.0480
25	24	25	0.7488	0.2475	0.0000	0.0000	0.0000
26	25	26	0.3089	0.1021	0.0140	0.0100	0.0240
27	26	27	0.1732	0.0572	0.0000	0.0000	0.0000
28	3	28	0.0044	0.0108	0.0260	0.0186	0.0446
29	28	29	0.0640	0.1565	0.0260	0.0186	0.0446
30	29	30	0.3978	0.1315	0.0000	0.0000	0.0000
31	30	31	0.0702	0.0232	0.0000	0.0000	0.0000
32	31	32	0.3510	0.1160	0.0000	0.0000	0.0000
33	32	33	0.8390	0.2816	0.0140	0.0100	0.0240
34	33	34	1.7080	0.5646	0.0190	0.0140	0.0330
35	34	35	1.4740	0.4873	0.0060	0.0040	0.0100
36	3	36	1.4740	0.4873	0.0260	0.0186	0.0446
37	36	37	0.0640	0.1565	0.0260	0.0186	0.0446
38	37	38	0.1053	0.1230	0.0000	0.0000	0.0000

Tabel 3.2 Bus Data dan Line Data *Test System 69 Bus* (Lanjutan)

Branch Number	Sending Bus	Receiving Bus	Resistance	Reactance	Nominal Load at Receiving Bus		
			R	X	P	Q	S
			Ω	Ω	(MW)	(MVAR)	(MVA)
39	38	39	0.0304	0.0355	0.0240	0.0170	0.0410
40	39	40	0.0018	0.0021	0.0240	0.0170	0.0410
41	40	41	0.7283	0.8509	0.0010	0.0010	0.0020
42	41	42	0.3100	0.3623	0.0000	0.0000	0.0000
43	42	43	0.0410	0.0478	0.0060	0.0043	0.0103
44	43	44	0.0092	0.0116	0.0000	0.0000	0.0000
45	44	45	0.1089	0.1373	0.0390	0.0263	0.0653
46	45	46	0.0009	0.0012	0.0390	0.0263	0.0653
47	4	47	0.0034	0.0084	0.0000	0.0000	0.0000
48	47	48	0.0851	0.2083	0.0790	0.0564	0.1354
49	48	49	0.2898	0.7091	0.3840	0.2745	0.6585
50	49	50	0.0822	0.2011	0.3840	0.2745	0.6585
51	8	51	0.0928	0.0473	0.0400	0.0283	0.0683
52	51	52	0.3319	0.1114	0.0030	0.0027	0.0057
53	9	53	0.1740	0.0886	0.0040	0.0035	0.0075
54	53	54	0.2030	0.1034	0.0260	0.0190	0.0450
55	54	55	0.2842	0.1447	0.0240	0.0172	0.0412
56	55	56	0.2813	0.1433	0.0000	0.0000	0.0000
57	56	57	1.5900	0.5337	0.0000	0.0000	0.0000
58	57	58	0.7837	0.2630	0.0000	0.0000	0.0000
59	58	59	0.3042	0.1006	0.1000	0.0720	0.1720
60	59	60	0.3861	0.1172	0.0000	0.0000	0.0000
61	60	61	0.5075	0.2585	1.2440	0.8880	2.1320
62	61	62	0.0974	0.0496	0.0320	0.0230	0.0550
63	62	63	0.1450	0.0738	0.0000	0.0000	0.0000
64	63	64	0.7105	0.3619	0.2270	0.1620	0.3890
65	64	65	1.0410	0.5302	0.0590	0.0420	0.1010
66	11	66	0.2012	0.0611	0.0180	0.0130	0.0310
67	66	67	0.0047	0.0014	0.0180	0.0130	0.0310
68	12	68	0.7394	0.2444	0.0280	0.0200	0.0480
69	68	69	0.0047	0.0016	0.0280	0.0200	0.0480
TOTAL					3.783	2.6841	6.4671

3.2. Analisis dan Evaluasi Kestabilan Tegangan

Simulasi yang dilakukan pada analisis dan evaluasi kestabilan tegangan menggunakan metode *Continuation Power Flow* untuk menentukan bus yang memiliki tegangan paling sensitif terhadap penambahan beban secara kontinu tanpa mempertimbangkan rating peralatan. Gambar 3.3 merupakan diagram alir dari simulasi analisis dan evaluasi kestabilan tegangan.



Gambar 3.3 Diagram Alir Analisis dan Evaluasi Kestabilan Tegangan

Simulasi ini berawal dari menginputkan *line data* dan *bus data*, setelah itu simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) dijalankan dan akan mendapatkan 10 bus kandidat bus paling sensitif, setelah itu 10 kandidat bus tersebut akan dipasangkan DG secara bergantian untuk dihitung nilai *voltage index* (VI) nya, kandidat bus dengan nilai *voltage index* (VI) terendah akan dijadikan sebagai kandidat bus terpilih untuk pemasangan DG, proses ini akan terus berulang hingga *voltage index* iterasi saat ini lebih besar dari *voltage index* sebelumnya ($VI_k > VI_{k-1}$).

Voltage Index (VI) merupakan sebuah indikator untuk menentukan deviasi tegangan antara tegangan bus yang diinginkan ($V_{i,0}$) biasanya adalah 1 p.u. dengan tegangan bus setelah penempatan DG ($V_{i,1}$). Semakin rendah nilai VI menunjukkan kinerja DG pada sistem semakin baik.

$$VI = \sum_{i=1}^n (V_{i,0} - V_{i,1})^2 \dots\dots\dots(3.1)$$

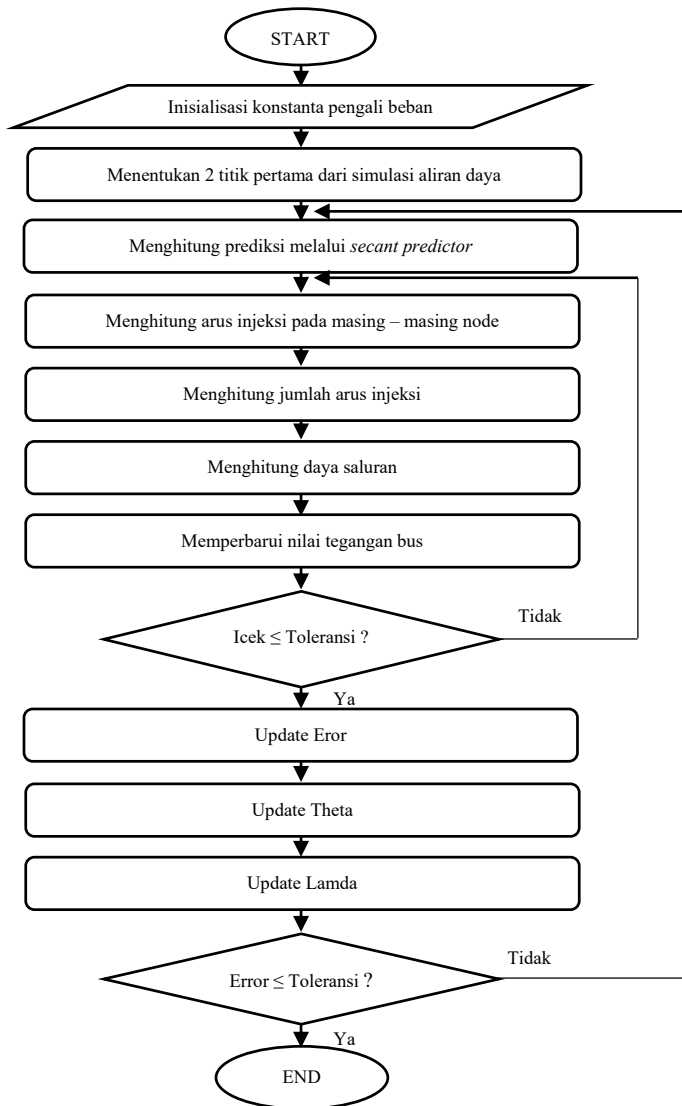
Kapasitas DG yang digunakan berdasarkan *penetration level* yang diberikan dan dapat dicari menggunakan persamaan (3.2).

$$PL = \frac{S_{DG}}{S_{load}} \times 100 \% \dots\dots\dots(3.2)$$

Penetration level pada unit DG dibutuhkan untuk menentukan kapasitas DG yang digunakan berdasarkan nilai persentasi dari *penetration level* DG yang dikalikan dengan total daya semu jaringan (S_{load})^[5]. Apabila dilakukan penempatan DG lebih dari 1 lokasi maka *penetration level* pada masing2 lokasi dibagi dengan banyaknya jumlah lokasi.

3.3. Continuation Power Flow

Alir diagram Metode *Continuation Power Flow* (CPF) ditunjukkan pada Gambar 3.4 dimana alir diagram tersebut merupakan diagram alir dari metode *Continuation Power Flow* menggunakan analisis *Backward-Foward Sweep power flow* dan *secant predictor*.



Gambar 3.4 Diagram Alir *Continuation Power Flow*

Gambar 3.4 menggambarkan alir diagram *Continuation Power Flow* (CPF) yang direpresentasikan berdasarkan perumusan pada BAB 2.

Bus yang paling sensitif dari hasil *Continuation Power Flow* dicari dengan menggunakan persamaan garis, dimana bus yang memiliki kurva P-V dengan kemiringan terbesar atau paling curam meng-indikasikan sebagai bus paling sensitif. Kemiringan dari kurva P-V menandakan sebagai bus paling sensitif terhadap penambahan beban karena dengan penambahan beban yang sedikit dibanding yang lainnya tegangan akan langsung mengalami penurunan, sehingga membuat kurva tampak lebih miring atau tidak landai dibandingkan dengan yang lainnya oleh sebab itu disebut dengan bus paling sensitif terhadap penambahan beban, namun untuk mendapatkan hasil yang akurat dalam mendapatkan bus yang paling sensitif dapat dilakukan melalui perhitungan persamaan garis, dimana bus yang paling sensitif adalah bus yang memiliki nilai gradien terbesar, semakin besar nilai gradien menunjukkan bahwa kurva P-V memiliki tingkat kemiringan atau kecuraman yang besar. Persamaan garis tersebut dirumuskan sebagai berikut :

$$M = \frac{\Delta Y}{\Delta X} = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{Vmaks-Vmin}{Pmaks-Pmin} \dots\dots\dots(3.3)$$

Analisis aliran daya yang digunakan untuk mengkoreksi hasil dari *secant predictor* adalah analisis aliran daya *Backward-Forward Sweep*, sedangkan pemodelan *Distributed Generation* yang akan digunakan adalah pemodelan negatif PQ bus.

- Halaman ini sengaja dikosongkan –

BAB 4

HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai hasil dari analisis dan evaluasi kestabilan tegangan pada *Test System* IEEE 33 Bus dan *Test System* IEEE 69 Bus dengan menggunakan metode *Continuation Power Flow* (CPF), analisis ini dilakukan saat sebelum dan sesudah penambahan *Distributed Generation* (DG). Tujuan utama dari metode *Continuation Power Flow* (CPF) adalah untuk mencari bus yang paling sensitif mengalami drop tegangan ketika dilakukan penambahan beban secara kontinyu tanpa mempertimbangkan rating peralatan, sehingga dengan mengetahui adanya bus paling sensitif maka bus tersebut dapat dijadikan sebagai referensi penempatan unit DG untuk dilakukan evaluasi kestabilan tegangan dengan adanya penambahan unit DG, evaluasi kestabilan tegangan yang dilakukan dengan menambahkan unit DG akan berdampak pada kestabilan tegangan sistem salah satunya adalah memperbaiki profil tegangan dan menjadikan sistem menjadi tidak mudah mengalami drop tegangan ketika dilakukan penambahan beban secara kontinyu.

4.1. Hasil Simulasi *Continuation Power Flow*

Simulasi yang akan diujikan adalah kondisi sistem sebelum dan sesudah penambahan unit DG. Perbedaan kondisi sistem sebelum dan sesudah penambahan unit DG dilihat berdasarkan perbaikan profil tegangan. Setelah didapatkan bus paling sensitif, maka dapat dilakukan penambahan DG sebesar 40% dari total beban aktif dan reaktif yang terpasang pada sistem, kemudian dijalankan kembali simulasi *Continuation Power Flow* untuk mendapatkan bus paling sensitif sebagai referensi penempatan unit DG pada lokasi ke2, kemudian DG diletakan pada lokasi bus paling sensitif dengan kapasitas DG pada lokasi pertama menjadi 20% dan DG pada lokasi kedua adalah 20%. Hasil daripada penempatan unit DG yang baik adalah dengan semakin kecil nya nilai *Voltage Index* sehingga Proses ini akan terus berulang ketika dilakukan penambahan DG berdampak pada penurunan nilai *voltage index*. Setiap kali adanya penambahan lokasi penempatan DG maka kapasitas pada masing-masing lokasi penempatan DG memiliki kapasitas yang sama besar dengan pembagian kapasitasnya yaitu total DG 40% di bagi banyaknya

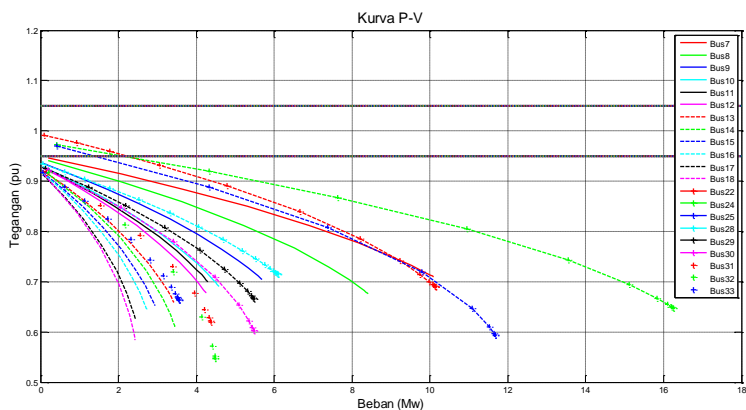
penempatan lokasi DG, dengan dilakukannya hal ini diharapkan profil tegangan akan mebaik.

4.1.1 Hasil Simulasi Test System IEEE 33 Bus

Test System IEEE 33 Bus memiliki total daya aktif dan daya reaktif sebesar 3.7150 MW dan 2.3000 MVar, sehingga penambahan unit DG sebesar 40% akan bernilai 1.4860 MW dan 0.9200 MVar.

4.1.1.1 Sebelum Penambahan Distributed Generation (DG)

Gambar 4.1 menunjukkan hasil simulasi dengan menggunakan metode *Continuation Power Flow* (CPF) sebelum penambahan unit DG. Hasil dari simulasi ini adalah mendapatkan bus yang paling sensitif, dimana bus yang paling sensitif tersebut akan digunakan sebagai referensi penempatan unit DG.



Gambar 4.1 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

Hasil simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) sebelum penambahan unit DG pada Gambar 4.1 apabila diplotkan kedalam tabel angka maka hasilnya adalah seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.1, dimana kolom (Kondisi Awal) menunjukkan keadaan *Maximum Voltage* dan *Reference Loading Point* kondisi sebelum dilakukan penambahan beban, sedangkan kolom (Kondisi Akhir) menunjukkan nilai *Minimum Voltage* dan *Maximum Loading Point* kondisi setelah dilakukan penambahan beban.

Tabel 4.1 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

No. Bus	Kondisi Awal			Kondisi Akhir		
	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)
1	1.0000	0.5	0.000	1.0000	0.0000	292.0429
2	0.9970	0.5	0.100	0.7725	486.5714	292.0429
3	0.9829	0.5	0.090	0.7580	82.0817	44.4141
4	0.9755	0.5	0.120	0.7479	37.4934	27.1153
5	0.9681	0.5	0.060	0.7441	52.0030	18.7811
6	0.9497	0.5	0.060	0.7425	28.6702	10.3813
7	0.9462	0.5	0.200	0.7098	8.2407	10.0889
8	0.9413	0.5	0.200	0.6764	6.8419	8.4102
9	0.9351	0.5	0.060	0.7044	15.6358	5.6889
10	0.9292	0.5	0.060	0.6909	12.5619	4.5823
11	0.9284	0.5	0.045	0.7001	15.7411	4.2951
12	0.9269	0.5	0.060	0.6774	11.6340	4.2482
13	0.9208	0.5	0.060	0.6584	9.3590	3.4292
14	0.9185	0.5	0.120	0.6096	4.6265	3.4510
15	0.9171	0.5	0.060	0.6526	7.9886	2.9359
16	0.9157	0.5	0.060	0.6445	7.4238	2.7326
17	0.9137	0.5	0.060	0.6243	6.6058	2.4381
18	0.9131	0.5	0.090	0.5831	4.3330	2.4298
19	0.9965	0.5	0.090	0.7582	194.9794	105.3789
20	0.9929	0.5	0.090	0.7059	30.7371	16.6880
21	0.9922	0.5	0.090	0.7110	24.3793	13.2548
22	0.9916	0.5	0.090	0.6897	18.6179	10.1437
23	0.9794	0.5	0.090	0.7278	49.2929	26.7082
24	0.9727	0.5	0.420	0.6473	6.2851	16.2586
25	0.9694	0.5	0.420	0.5935	4.4676	11.6783
26	0.9477	0.5	0.060	0.7412	26.1435	9.4717
27	0.9452	0.5	0.060	0.7316	23.8293	8.6386
28	0.9337	0.5	0.060	0.7148	16.7790	6.1005
29	0.9255	0.5	0.120	0.6648	7.4639	5.4940
30	0.9220	0.5	0.200	0.6021	4.4024	5.4829
31	0.9178	0.5	0.150	0.6187	4.7060	4.3854
32	0.9169	0.5	0.210	0.5471	3.3952	4.4879
33	0.9166	0.5	0.060	0.6634	9.7179	3.5584

Dari hasil simulasi *Continuation Power Flow* diatas, maka langkah selanjutnya adalah mengolah data tersebut untuk mendapatkan bus yang paling sensitif mengalami drop tegangan ketika dilakukan penambahan beban secara kontinyu.

Bus yang paling sensitif dapat dilakukan dengan cara menghitung kemiringan kurva P-V pada masing-masing bus. Tabel 4.2 merupakan hasil dari perhitungan kemiringan kurva P-V sebelum penambahan DG.

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Kemiringan Kurva P-V Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
1	18	0.3300	2.3398	0.141044479
2	17	0.2894	2.3781	0.121689129
3	16	0.2712	2.6726	0.101476184
4	14	0.3089	3.3310	0.092721914
5	15	0.2645	2.8759	0.091971484
6	32	0.3698	4.2779	0.086446512
7	13	0.2623	3.3692	0.077862178
8	33	0.2532	3.4984	0.072362891
9	31	0.2991	4.2354	0.070607875
10	30	0.3198	5.2829	0.060540106
11	12	0.2495	4.1882	0.059577936
12	11	0.2283	4.2501	0.053723064
13	10	0.2383	4.5223	0.052694818
14	29	0.2607	5.3740	0.048510935
15	9	0.2306	5.6289	0.040973912
16	28	0.2189	6.0405	0.036241194
17	25	0.3759	11.2583	0.033387587
18	8	0.2649	8.2102	0.032265429
19	22	0.3018	10.0537	0.030023448
20	27	0.2136	8.5786	0.024895363
21	7	0.2364	9.8889	0.023906240
22	26	0.2065	9.4117	0.021944605
23	21	0.2813	13.1648	0.021363915
24	24	0.3254	15.8386	0.020546361
25	6	0.2072	10.3213	0.020072534
26	20	0.2870	16.5980	0.017293723

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Kemiringan Kurva P-V Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG) (Lanjutan)

Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
29	4	0.2276	26.9953	0.008429471
30	3	0.2249	44.3241	0.005074822
31	19	0.2383	105.2889	0.002262894
32	2	0.2246	291.9429	0.000769185
33	1	0.0000	0.0000	0

Tabel 4.2 menunjukkan hasil dari perhitungan bus paling sensitif berdasarkan kemiringan kurva P-V pada masing-masing bus, dari hasil perhitungan didapatkan bus 18 memiliki nilai gradien terbesar yang menunjukkan bahwa bus 18 adalah bus yang paling sensitif. Sehingga evaluasi kestabilan tegangan dapat dilakukan dengan mengujikan 10 kandidat bus paling sensitif terlebih dahulu yaitu bus 18, 17, 16, 14, 15, 32, 13, 33, 31 dan 30, dari 10 kandidat bus tersebut yang memiliki nilai *Voltage Index* (VI) terendah akan ditetapkan sebagai lokasi pertama penempatan unit DG.

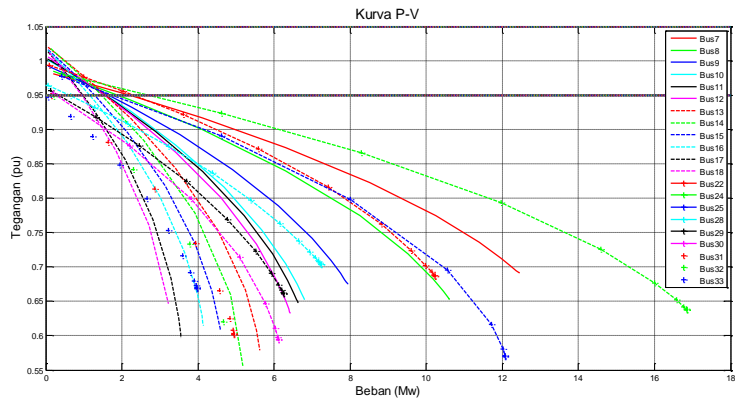
4.1.1.2 Penambahan 1 Unit DG

Penambahan 1 unit DG dilakukan pada bus 13 dengan kapasitas 40% dari total daya aktif dan daya reaktif terpasang yaitu sebesar 1.486 MW dan 0.92 MVar. Tabel 4.3 menunjukkan hasil dari *voltage index* dari 10 kandidat bus paling sensitif.

Tabel 4.3 Hasil *Voltage Index* 10 Kandidat Pertama

VOLTAGE INDEX			
Base Case		0.1170943	Rank
Kandidat	18	0.0288691	10
	17	0.0279350	9
	16	0.0243634	4
	14	0.0207633	2
	15	0.0224720	3
	32	0.0274022	7
	13	0.0190695	1
	33	0.0277211	8
	31	0.0271892	5
	30	0.0272830	6

Pada Tabel 4.3 memperlihatkan bahwa bus 13 merupakan bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah ketika dilakukan penambahan unit DG sebesar 40%. Oleh sebab itu penempatan unit DG pada lokasi yang pertama dilakukan pada bus 13.



Gambar 4.2 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Setelah Penambahan 1 Unit *Distributed Generation* (DG) pada bus 13

Gambar 4.2 Menunjukkan kurva P-V ketika dilakukan penambahan unit DG pada bus 13, apabila kurva P-V tersebut di plotkan kedalam tabel angka maka hasil tersebut seperti yang terlihat pada Tabel 4.4, yang memperlihatkan hasil perbaikan tegangan dan maksimum beban yang dapat ditanggung bus tersebut.

Tabel 4.4 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) pada Setelah Penambahan 1 unit *Distributed Generation* (DG) di bus 13

No. Bus	Kondisi Awal			Kondisi Akhir		
	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)
1	1.0000	0.5	0.000	1.0000	0.0000	305.7317
2	0.9982	0.5	0.100	0.7590	509.3862	305.7317
3	0.9905	0.5	0.090	0.7249	93.2173	50.4274
4	0.9878	0.5	0.120	0.7100	43.9274	31.7477
5	0.9853	0.5	0.060	0.7153	61.3537	22.1473

Tabel 4.4 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) pada Setelah Penambahan 1 unit *Distributed Generation* (DG) di bus

No. Bus	Kondisi Awal			Kondisi Akhir		
	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)
6	0.9793	0.5	0.060	0.7168	36.0973	13.0550
7	0.9812	0.5	0.200	0.6908	10.2090	12.4508
8	0.9847	0.5	0.200	0.6527	8.6712	10.6054
9	0.9924	0.5	0.060	0.6747	21.8972	7.9430
10	1.0008	0.5	0.060	0.6517	18.7281	6.8021
11	1.0021	0.5	0.045	0.6474	24.3947	6.6316
12	1.0049	0.5	0.060	0.6322	17.6782	6.4242
13	1.0192	0.5	0.060	0.5785	15.4760	5.6314
14	1.0172	0.5	0.120	0.5562	7.0862	5.1872
15	1.0159	0.5	0.060	0.6092	12.5602	4.5817
16	1.0147	0.5	0.060	0.6148	11.3449	4.1442
17	1.0129	0.5	0.060	0.5963	9.6986	3.5515
18	1.0123	0.5	0.090	0.6468	6.0952	3.2236
19	0.9977	0.5	0.090	0.7448	202.6334	109.5120
20	0.9941	0.5	0.090	0.7008	31.1310	16.9007
21	0.9934	0.5	0.090	0.6909	25.3039	13.7541
22	0.9928	0.5	0.090	0.6857	18.7954	10.2395
23	0.9870	0.5	0.090	0.7129	52.7283	28.5633
24	0.9804	0.5	0.420	0.6374	6.5221	16.8556
25	0.9771	0.5	0.420	0.5696	4.6266	12.0790
26	0.9774	0.5	0.060	0.7136	32.9691	11.9289
27	0.9749	0.5	0.060	0.7097	29.3720	10.6339
28	0.9639	0.5	0.060	0.7030	19.9559	7.2441
29	0.9559	0.5	0.120	0.6603	8.5189	6.2536
30	0.9525	0.5	0.200	0.5937	4.9276	6.1131
31	0.9484	0.5	0.150	0.6017	5.3331	4.9498
32	0.9475	0.5	0.210	0.6199	3.7392	4.6620
33	0.9473	0.5	0.060	0.6681	10.8913	3.9809

Tabel 4.4 selanjutnya akan diolah untuk mendapatkan bus paling sensitif berikutnya setelah adanya penambahan unit DG pada bus 13. Berikut adalah hasil perhitungan bus paling sensitif berdasarkan perhitungan persamaan garis.

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan *Distributed Generation* (DG) di Bus 13

Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
1	17	0.4166	3.4915	0.119308862
2	18	0.3655	3.1336	0.116638835
3	16	0.3998	4.0842	0.097901532
4	14	0.4610	5.0672	0.090971235
5	15	0.4067	4.5217	0.089942543
6	13	0.4408	5.5714	0.079114147
7	32	0.3276	4.4520	0.073589753
8	31	0.3467	4.7998	0.072230441
9	33	0.2792	3.9209	0.071202944
10	30	0.3588	5.9131	0.060678388

Tabel 4.5 menunjukkan bahwa bus yang paling sensitif menjadi bus 17. Hal ini disebabkan karena sistem IEEE 33 bus adalah sistem radial. Sehingga kenaikan perubahan perbaikan tegangannya adalah simultan, sehingga perubahan bus sensitif tidak terlalu signifikan.

Penambahan 1 unit DG belum dapat menyelesaikan persoalan dalam memperbaiki tegangan karena masih terdapat beberapa bus yang memiliki tegangan tidak berada pada level tegangan yang diijinkan oleh sebab itu perlu dilakukan penambahan DG pada lokasi ke2 di bus paling sensitif berikutnya setelah adanya penambahan DG di bus 13 yaitu pada kandidat bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah dengan kapasitas DG pada bus 13 dan bus lokasi ke-2 adalah 20%.

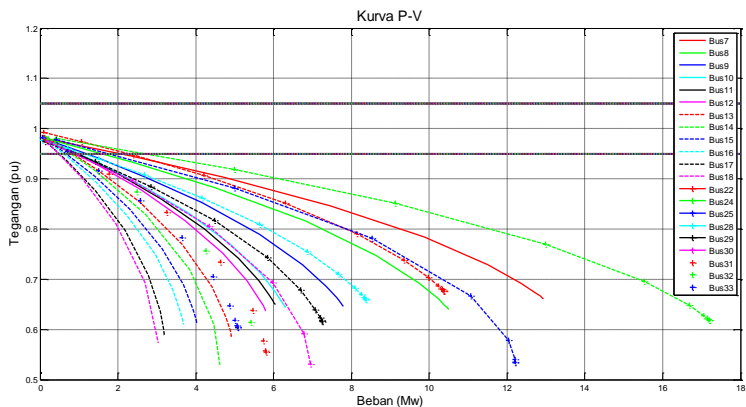
4.1.1.3 Penambahan 2 Unit DG

Penambahan 2 unit DG dilakukan pada bus 13 dan bus lokasi ke-2 dengan kapasitas total 40% dari total daya aktif dan daya reaktif terpasang sehingga pada masing-masing bus terpasang unit DG 20% dari kapasitas total yaitu sebesar 0.743 MW dan 0.46 MVar. Tabel 4.6 menunjukkan hasil dari *voltage index* dari 10 kandidat bus paling sensitif.

Tabel 4.6 Hasil *Voltage Index* 10 Kandidat Kedua

VOLTAGE INDEX			
Base Case		0.1170943	Rank
DG 40% di Bus 13		0.0190695	
Kandidat	17	0.0224840	9
	18	0.0228260	10
	16	0.0212110	8
	14	0.0198240	6
	15	0.0205040	7
	13	0.0190695	5
	32	0.0099080	2
	31	0.0101170	3
	33	0.0098370	1
	30	0.0113300	4

Pada Tabel 4.6 memperlihatkan bahwa bus 33 merupakan bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah ketika dilakukan penambahan unit DG sebesar 20% pada bus 13 dan bus 33. Oleh sebab itu penempatan unit DG pada lokasi yang kedua dilakukan pada bus 33.



Gambar 4.3 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Setelah Penambahan 2 Unit *Distributed Generation* (DG) pada bus 13 dan bus 33

Tabel 4.7 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF)
Setelah Penambahan 2 unit DG di bus 13 dan 33

No. Bus	Kondisi Awal			Kondisi Akhir		
	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Lamda (Kali)	Beban (MW)
1	1.0000	0.5	0.000	1.0000	0.0000	321.4183
2	0.9983	0.5	0.100	0.7396	535.5305	321.4183
3	0.9908	0.5	0.090	0.7104	96.4103	52.1516
4	0.9883	0.5	0.120	0.6918	45.6843	33.0127
5	0.9860	0.5	0.060	0.6994	63.7456	23.0084
6	0.9804	0.5	0.060	0.6787	39.2024	14.1729
7	0.9798	0.5	0.200	0.6617	10.6096	12.9315
8	0.9792	0.5	0.200	0.6401	8.5862	10.5034
9	0.9803	0.5	0.060	0.6460	21.4722	7.7900
10	0.9819	0.5	0.060	0.6441	17.3289	6.2984
11	0.9823	0.5	0.045	0.6493	22.2174	6.0437
12	0.9830	0.5	0.060	0.6370	15.9443	5.8000
13	0.9875	0.5	0.060	0.5864	13.4936	4.9177
14	0.9854	0.5	0.120	0.5297	6.2512	4.6147
15	0.9841	0.5	0.060	0.6119	11.0534	4.0392
16	0.9828	0.5	0.060	0.6105	10.0814	3.6893
17	0.9809	0.5	0.060	0.5881	8.7199	3.1992
18	0.9804	0.5	0.090	0.5729	5.5545	3.0390
19	0.9977	0.5	0.090	0.7294	209.7318	113.3452
20	0.9942	0.5	0.090	0.6889	31.7259	17.2220
21	0.9935	0.5	0.090	0.6934	25.2116	13.7043
22	0.9928	0.5	0.090	0.6755	19.0576	10.3811
23	0.9873	0.5	0.090	0.6950	54.6866	29.6208
24	0.9807	0.5	0.420	0.6177	6.6606	17.2048
25	0.9774	0.5	0.420	0.5343	4.6794	12.2120
26	0.9798	0.5	0.060	0.6829	35.6149	12.8814
27	0.9792	0.5	0.060	0.6715	32.4239	11.7326
28	0.9761	0.5	0.060	0.6589	23.1314	8.3873
29	0.9742	0.5	0.120	0.6156	9.9018	7.2493
30	0.9740	0.5	0.200	0.5310	5.6392	6.9560
31	0.9775	0.5	0.150	0.5541	6.2854	5.8068
32	0.9791	0.5	0.210	0.6134	4.3860	5.4212
33	0.9820	0.5	0.060	0.6038	13.9299	5.0748

Gambar 4.3 Menunjukkan kurva P-V ketika dilakukan penambahan unit DG pada bus 13 dan bus 33, apabila kurva P-V tersebut di plotkan kedalam tabel angka maka hasil tersebut seperti yang terilah pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 memperlihatkan adanya perbaikan tegangan sudah berada pada level tegangan yang diijinkan, namun untuk memastikan apakah perlu dilakukan penempatan DG pada lokasi ke-3 maka langkah selanjutnya mengolah bus paling sensitif berikutnya setelah adanya penambahan unit DG pada bus 13 dan 33. Tabel 4.8 merupakan hasil perhitungan bus paling sensitif berdasarkan perhitungan persamaan garis.

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan *Distributed Generation* (DG) di Bus 13 dan Bus 33

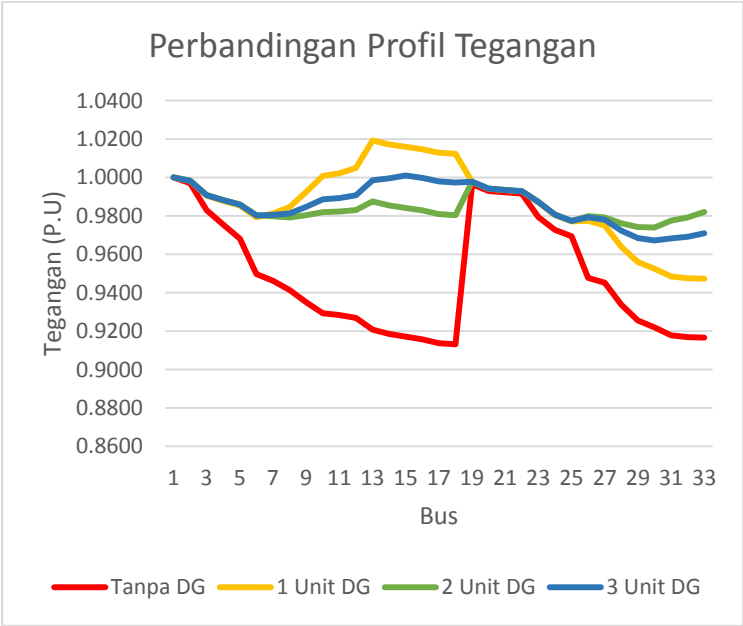
Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
1	18	0.4075	2.9490	0.138170588
2	17	0.3929	3.1392	0.125154169
3	16	0.3723	3.6293	0.102589712
4	14	0.4557	4.4947	0.101388028
5	15	0.3722	3.9792	0.093523718
6	13	0.4011	4.8577	0.082573099
7	33	0.3783	5.0148	0.075430956
8	31	0.4234	5.6568	0.074839787
9	32	0.3658	5.2112	0.07019024
10	30	0.4430	6.7560	0.065565783

4.1.1.4 Penambahan 3 Unit DG

Penambahan 3 unit DG dilakukan pada bus 13, 33 dan bus lokasi ke-3 dengan kapasitas total 40% dari total daya aktif dan daya reaktif terpasang sehingga pada masing-masing bus terpasang unit DG 13.33% dari kapasitas total yaitu sebesar 0.495 MW dan 0.3066 MVar. Tabel 4.9 menunjukkan hasil dari *voltage index* dari 10 kandidat bus paling sensitif.

Tabel 4.9 Hasil *Voltage Index* 10 Kandidat Ketiga

VOLTAGE INDEX			
Base Case		0.1170943	Rank
DG 40% di Bus 13		0.0190695	
DG 20% di Bus 13,33		0.0098370	
Kandidat	18	0.0101270	6
	17	0.0100510	4
	16	0.0098970	2
	14	0.0099430	3
	15	0.0098900	1
	13	0.0101010	5
	33	0.0125980	9
	31	0.0125950	8
	32	0.0125620	7
	30	0.0129410	10



Gambar 4.4 Perbandingan Profil Tegangan

Tabel 4.10 Perbandingan Profil Tegangan

Bus	Tanpa DG	DG di bus		
		13	13, 33	13, 33, 15
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9970	0.9982	0.9983	0.9983
3	0.9829	0.9905	0.9908	0.9908
4	0.9755	0.9878	0.9883	0.9882
5	0.9681	0.9853	0.9860	0.9859
6	0.9497	0.9793	0.9804	0.9802
7	0.9462	0.9812	0.9798	0.9805
8	0.9413	0.9846	0.9792	0.9813
9	0.9351	0.9924	0.9803	0.9847
10	0.9292	1.0008	0.9819	0.9886
11	0.9284	1.0021	0.9823	0.9892
12	0.9269	1.0049	0.9830	0.9907
13	0.9208	1.0192	0.9875	0.9985
14	0.9185	1.0172	0.9854	0.9995
15	0.9171	1.0159	0.9841	1.0010
16	0.9157	1.0147	0.9828	0.9998
17	0.9137	1.0129	0.9809	0.9979
18	0.9131	1.0123	0.9804	0.9974
19	0.9965	0.9977	0.9977	0.9977
20	0.9929	0.9941	0.9942	0.9942
21	0.9922	0.9934	0.9935	0.9935
22	0.9916	0.9928	0.9928	0.9928
23	0.9794	0.9870	0.9873	0.9872
24	0.9727	0.9804	0.9807	0.9806
25	0.9694	0.9771	0.9774	0.9773
26	0.9477	0.9774	0.9798	0.9792
27	0.9452	0.9749	0.9792	0.9780
28	0.9337	0.9639	0.9761	0.9723
29	0.9255	0.9559	0.9742	0.9684
30	0.9220	0.9525	0.9740	0.9672
31	0.9178	0.9484	0.9775	0.9682
32	0.9169	0.9475	0.9791	0.9691
33	0.9166	0.9473	0.9820	0.9709

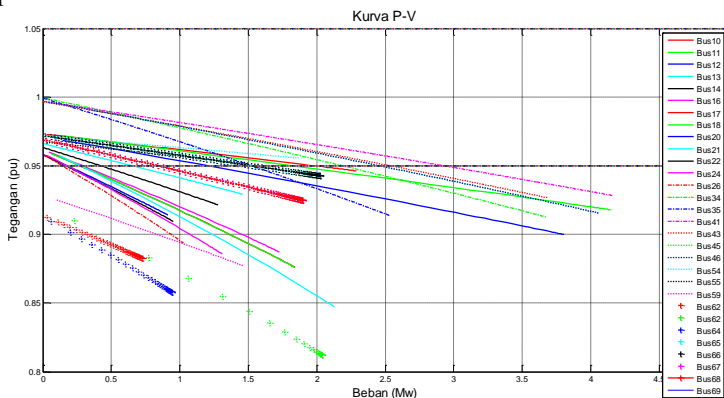
Pada Tabel 4.9 memperlihatkan bahwa bus 15 merupakan bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah ketika dilakukan penambahan unit DG sebesar 13.33% pada bus 13, 33 dan bus 15, namun penambahan 3 unit DG tidak lebih baik daripada menempatkan 2 unit DG, hal tersebut dapat dilihat pada nilai *voltage index* ketika dilakukan penambahan 3 unit DG lebih besar daripada nilai *voltage index* ketika dilakukan penambahan 2 unit DG. Hasil perbandingan profil tegangan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.4 yang apabila di plotkan kedalam tabel angka maka hasilnya akan seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.10.

4.1.2 Hasil Simulasi Test System 69 Bus

Test System IEEE 69 Bus memiliki total daya aktif dan daya reaktif sebesar 3.7830 MW dan 2.6841 MVar, sehingga penambahan unit DG sebesar 40% akan bernilai 1.5132 MW dan 1.07364 MVar.

4.1.2.1 Sebelum Penambahan Distributed Generation (DG)

Gambar 4.5 menunjukkan hasil simulasi dengan menggunakan metode *Continuation Power Flow* (CPF) sebelum penambahan unit DG. Hasil simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) sebelum penambahan unit DG pada Gambar 4.5 apabila diplotkan kedalam tabel angka maka hasilnya adalah seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.11.



Gambar 4.5 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

Tabel 4.11 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
1	1.000000	0.0000	1.0000	0.000000
2	0.999967	0.0000	1.0000	0.000000
3	0.999933	0.0000	0.9999	0.000000
4	0.999840	0.0000	0.9998	0.000000
5	0.999026	0.0000	0.9990	0.000000
6	0.990145	0.0026	0.9739	6.348684
7	0.980909	0.0404	0.9636	3.416755
8	0.978707	0.0750	0.9582	3.613905
9	0.977580	0.0300	0.9612	2.704954
10	0.972681	0.0280	0.9462	2.289335
11	0.971602	0.1450	0.9179	4.145944
12	0.968528	0.1450	0.8999	3.805192
13	0.965727	0.0080	0.9292	1.459771
14	0.962954	0.0080	0.9214	1.280571
15	0.960211	0.0000	0.9602	0.000000
16	0.959702	0.0450	0.8872	1.726985
17	0.958865	0.0600	0.8761	1.842234
18	0.958857	0.0600	0.8760	1.842234
19	0.958430	0.0000	0.9584	0.000000
20	0.958156	0.0010	0.9141	0.915162
21	0.957713	0.1140	0.8471	2.131008
22	0.957708	0.0050	0.9094	0.953916
23	0.957654	0.0000	0.9577	0.000000
24	0.957537	0.0280	0.8859	1.309335
25	0.957452	0.0000	0.9575	0.000000
26	0.957417	0.0140	0.8938	1.026532
27	0.957417	0.0000	0.9574	0.000000
28	0.999926	0.0260	0.9783	592.424521
29	0.999855	0.0260	0.9708	60.220121
30	0.999735	0.0000	0.9997	0.000000
31	0.999714	0.0000	0.9997	0.000000

Tabel 4.11 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG) (Lanjutan)

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
32	0.999608	0.0000	0.9996	0.000000
33	0.999355	0.0140	0.9237	6.455732
34	0.999024	0.0190	0.912406452	3.681177
35	0.998957	0.0060	0.913798058	2.530907
36	0.997833	0.0260	0.921096071	7.658521
37	0.997662	0.0260	0.922062134	7.221721
38	0.997503	0.0000	0.997503087	0.000000
39	0.997457	0.0240	0.922555677	6.565314
40	0.997455	0.0240	0.922462548	6.565314
41	0.996759	0.0010	0.928230326	4.161762
42	0.996467	0.0000	0.996466744	0.000000
43	0.996428	0.0060	0.92669401	3.681707
44	0.996420	0.0000	0.996419829	0.000000
45	0.996321	0.0390	0.915380266	4.062753
46	0.996321	0.0390	0.91535036	4.062753
47	0.999790	0.0000	0.999790128	0.000000
48	0.998545	0.0790	0.96871751	46.940743
49	0.994703	0.3840	0.949147609	16.420610
50	0.994158	0.3840	0.94571311	14.270210
51	0.978672	0.0400	0.959814875	2.990926
52	0.978664	0.0030	0.959282016	2.268704
53	0.974795	0.0040	0.961527585	1.826968
54	0.971553	0.0260	0.955475063	1.870921
55	0.967080	0.0240	0.951349586	1.491714
56	0.962713	0.0000	0.962712575	0.000000
57	0.940242	0.0000	0.940242364	0.000000
58	0.929185	0.0000	0.929184572	0.000000
59	0.924908	0.1000	0.877310826	1.460710
60	0.919884	0.0000	0.919883892	0.000000
61	0.912488	1.2440	0.63725201	5.729720
62	0.912198	0.0320	0.882481017	0.727889
63	0.911811	0.0000	0.911810766	0.000000
64	0.909911	0.2270	0.812208463	2.040787
65	0.909337	0.0590	0.857767913	0.944217

Tabel 4.11 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG) (Lanjutan)

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
66	0.971545	0.0180	0.94271366	2.025742
67	0.971545	0.0180	0.942648266	2.025742
68	0.968198	0.0280	0.924793079	1.897335
69	0.968197	0.0280	0.924729296	1.897335

Dari hasil simulasi *Continuation Power Flow* diatas, maka langkah selanjutnya adalah mengolah data tersebut untuk mendapatkan bus yang paling sensitif mengalami jatuh tegangan ketika dilakukan penambahan beban secara kontinyu.

Pada Gambar 4.5 terlihat jelas bahwa bus 26 memiliki kurva P-V yang paling miring atau curam diantara kurva P-V bus lainnya, Tabel 4.12 menunjukkan hasil bus paling sensitif berdasarkan perhitungan persamaan garis.

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Kemiringan Kurva P-V Test System IEEE 69 Bus Sebelum Penambahan *Distributed Generation* (DG)

Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
1	26	0.0636	1.0125	0.062826845
2	61	0.2752	4.4857	0.061358258
3	65	0.0516	0.8852	0.058255464
4	24	0.0717	1.2813	0.055941748
5	21	0.1106	2.0170	0.054820102
6	64	0.0977	1.8138	0.053866521
7	22	0.0483	0.9489	0.050896887
8	20	0.0440	0.9142	0.048139095
9	18	0.0828	1.7822	0.046480899
10	17	0.0828	1.7822	0.046442080

Tabel 4.12 menunjukan hasil dari perhitungan bus paling sensitif berdasarkan kemiringan kurva P-V pada masing-masing bus, dari hasil perhitungan didapatkan bus 26 memiliki nilai gradien terbesar yang menunjukan bahwa bus 26 adalah bus yang paling sensitif. Sehingga evaluasi kestabilan tegangan dapat dilakukan

dengan mengujikan 10 kandidat bus paling sensitif terlebih dahulu yaitu bus 26, 61, 65, 24, 21, 64, 22, 20, 18, dan 17, dari 10 kandidat bus tersebut yang memiliki nilai *Voltage Index* (VI) terendah akan ditetapkan sebagai lokasi pertama penempatan unit DG.

4.1.2.2 Penambahan 1 Unit DG

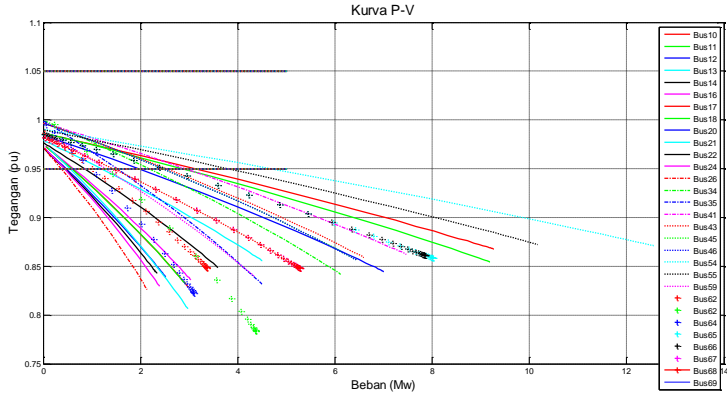
Penambahan 1 unit DG dilakukan pada bus 64 dengan kapasitas 40% dari total daya aktif dan daya reaktif terpasang yaitu sebesar 1.5132 MW dan 1.07364 MVar. Tabel 4.13 menunjukkan hasil dari *voltage index* dari 10 kandidat bus paling sensitif.

Tabel 4.13 Hasil *Voltage Index* 10 Kandidat Pertama

VOLTAGE INDEX			
Base Case		0.097957	Rank
Kandidat	26	0.068340	10
	61	0.016083	3
	65	0.016033	2
	24	0.065839	9
	21	0.063967	7
	64	0.015661	1
	22	0.064036	8
	20	0.062023	6
	18	0.058624	5
	17	0.058591	4

Pada Tabel 4.13 memperlihatkan bahwa bus 64 merupakan bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah ketika dilakukan penambahan unit DG sebesar 40%. Oleh sebab itu penempatan unit DG pada lokasi yang pertama dilakukan pada bus 13.

Gambar 4.6 Menunjukkan kurva P-V ketika dilakukan penambahan unit DG pada bus 13, apabila kurva P-V tersebut di plotkan kedalam tabel angka maka hasil tersebut seperti yang terlihat pada Tabel 4.14.



Gambar 4.6 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Setelah Penambahan 1 Unit *Distributed Generation* (DG) pada bus 64

Tabel 4.14 memperlihatkan hasil perbaikan tegangan dan maksimum beban kondisi eksisting.

Tabel 4.14 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) Setelah Penambahan 1 unit *Distributed Generation* (DG) di bus 64

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
1	1.0000	0.000	1.0000	0.0000
2	1.0000	0.000	1.0000	0.0000
3	1.0000	0.000	1.0000	0.0000
4	0.9999	0.000	0.9999	0.0000
5	0.9996	0.000	0.9996	0.0000
6	0.9959	0.003	0.8856	38.9437
7	0.9921	0.040	0.8819	19.6684
8	0.9912	0.075	0.8784	17.9393
9	0.9908	0.030	0.8784	16.8636
10	0.9859	0.028	0.8678	9.2689
11	0.9849	0.145	0.8545	9.1945

Tabel 4.14 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF)
Setelah Penambahan 1 unit DG di bus 64 (Lanjutan)

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
12	0.9818	0.145	0.8446	7.0096
13	0.9791	0.008	0.8557	4.5099
14	0.9764	0.008	0.8488	3.5958
15	0.9736	0.000	0.9736	0.0000
16	0.9731	0.045	0.8358	3.0395
17	0.9723	0.060	0.8285	2.9818
18	0.9723	0.060	0.8326	2.9117
19	0.9719	0.000	0.9719	0.0000
20	0.9716	0.001	0.8388	2.5212
21	0.9712	0.114	0.8066	2.9680
22	0.9712	0.005	0.8428	2.3335
23	0.9711	0.000	0.9711	0.0000
24	0.9710	0.028	0.8296	2.3881
25	0.9709	0.000	0.9709	0.0000
26	0.9709	0.014	0.8263	2.1338
27	0.9709	0.000	0.9709	0.0000
28	1.0000	0.026	0.9561	1114.2372
29	0.9999	0.026	0.9407	111.4699
30	0.9998	0.000	0.9998	0.0000
31	0.9997	0.000	0.9997	0.0000
32	0.9996	0.000	0.9996	0.0000
33	0.9994	0.014	0.8566	11.2196
34	0.9991	0.019	0.8419	6.1205
35	0.9990	0.006	0.8319	4.4923
36	0.9979	0.026	0.8511	13.4619
37	0.9977	0.026	0.8551	12.5412
38	0.9975	0	0.9975	0.0000
39	0.9975	0.024	0.8537	11.5543
40	0.9975	0.024	0.8535	11.5543
41	0.9968	0.001	0.8623	7.4727
42	0.9965	0	0.9965	0.0000
43	0.9965	0.006	0.8593	6.5919
44	0.9964	0	0.9964	0.0000

Tabel 4.14 Hasil Simulasi *Continuation Power Flow* (CPF) pada Setelah Penambahan 1 unit *Distributed Generation* (DG) di bus 64

No. Bus	Kondisi Awal		Kondisi Akhir	
	Tegangan (P.U)	Beban (MW)	Tegangan (P.U)	Beban (MW)
45	0.9963	0.039	0.8563	6.4463
46	0.9963	0.039	0.8563	6.4463
47	0.9999	0	0.9999	0.0000
48	0.9986	0.079	0.9397	84.3820
49	0.9948	0.384	0.9267	22.7361
50	0.9942	0.384	0.9236	19.3121
51	0.9912	0.04	0.8773	16.3184
52	0.9912	0.003	0.8707	12.7620
53	0.9905	0.004	0.8799	13.9588
54	0.9901	0.026	0.8710	12.5652
55	0.9896	0.024	0.8723	10.1751
56	0.9892	0	0.9892	0.0000
57	0.9872	0	0.9872	0.0000
58	0.9862	0	0.9862	0.0000
59	0.9858	0.1	0.8397	4.3406
60	0.9856	0	0.9856	0.0000
61	0.9853	1.244	0.6321	7.5630
62	0.9863	0.032	0.8478	3.3726
63	0.9878	0	0.9878	0.0000
64	0.9953	0.227	0.7831	4.3735
65	0.9947	0.059	0.8222	3.0998
66	0.9848	0.018	0.8582	8.0261
67	0.9848	0.018	0.8610	7.8606
68	0.9815	0.028	0.8479	5.2889
69	0.9815	0.028	0.8477	5.2889

Tabel 4.14 selanjutnya akan diolah untuk mendapatkan bus paling sensitif berikutnya setelah adanya penambahan unit DG pada bus 64. Berikut adalah hasil perhitungan bus paling sensitif berdasarkan perhitungan persamaan garis.

Tabel 4.15 Hasil Perhitungan Kemiringan 10 Kurva P-V Terbesar Setelah Penambahan *Distributed Generation* (DG) di Bus 64

Rank	No. Bus	ΔV (Vawal – Vakhir)	ΔP (Pakhir - Pawal)	Gradien ($\Delta V/\Delta P$)
1	26	0.1446	2.1198	0.068231522
2	24	0.1414	2.3601	0.059920605
3	21	0.1646	2.8540	0.057679482
4	65	0.1725	3.0408	0.056744055
5	61	0.3532	6.3190	0.055901542
6	22	0.1284	2.3285	0.055137629
7	20	0.1328	2.5202	0.052708577
8	64	0.2121	4.1465	0.051154872
9	17	0.1438	2.9218	0.049218235
10	18	0.1397	2.8517	0.048996328

Tabel 4.15 menunjukkan bahwa bus yang paling sensitif menjadi bus 26.

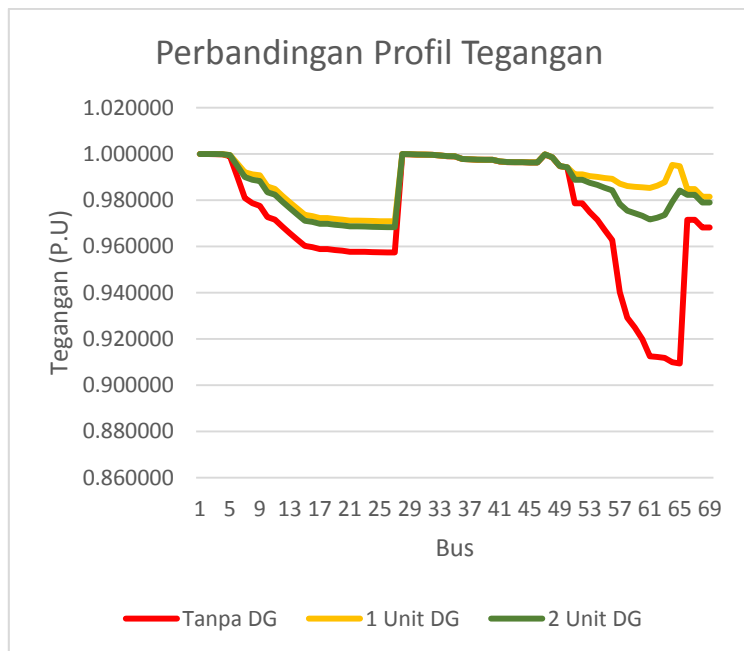
4.1.2.3 Penambahan 2 Unit DG

Penambahan 2 unit DG dilakukan pada bus 64 dan bus lokasi ke-2 dengan kapasitas total 40% dari total daya aktif dan daya reaktif terpasang sehingga pada masing-masing bus terpasang unit DG 20% dari kapasitas total yaitu sebesar 0.6053 MW dan 0.4295 MVar.

Tabel 4.16 Hasil *Voltage Index* 10 Kandidat Kedua

VOLTAGE INDEX		
Base Case		0.0979570
DG 40% di Bus 64		0.015661
Kandidat	26	0.023468
	24	0.023352
	21	0.023346
	65	0.023085
	61	0.023556
	22	0.023345
	20	0.023395
	64	0.015661
	17	0.023578
	18	0.023575

Tabel 4.16 menunjukan hasil dari *voltage index* dari 10 kandidat bus paling sensitif. Pada Tabel tersebut memperlihatkan bahwa bus 65 merupakan bus yang memiliki nilai *Voltage Index* terendah ketika dilakukan penambahan unit DG sebesar 20% pada bus 64 dan bus 65, namun penambahan 2 unit DG tidak lebih baik daripada menempatkan 1 unit DG, hal tersebut dapat dilihat dari nilai *voltage index* ketika dilakukan penambahan 2 unit DG lebih besar daripada nilai *voltage index* ketika dilakukan penambahan 1 unit DG. Hal tersebut dapat dibuktikan dengan membandingkan hasil profil tegangan antara *base case* sebelum adanya penambahan DG, setelah ditambahkan 1 unit DG dan setelah ditambahkan 2 unit DG. Hasil perbandingan profil tegangan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.7.



Gambar 4.7 Perbandingan Profil Tegangan

Grafik perbandingan profil tegangan pada Gambar 4.7 apabila di plotkan kedalam tabel angka maka hasilnya akan seperti yang diperlihatkan pada Tabel 4.17.

Tabel 4.17 Perbandingan Profil Tegangan

Bus	Tanpa DG	DG di Bus	
		64	64 dan 65
1	1.00000	1.00000	1.00000
2	0.99997	0.99998	0.99998
3	0.99993	0.99996	0.99996
4	0.99984	0.99991	0.99990
5	0.99903	0.99957	0.99947
6	0.99015	0.99590	0.99482
7	0.98091	0.99209	0.99000
8	0.97871	0.99120	0.98886
9	0.97758	0.99078	0.98831
10	0.97268	0.98595	0.98346
11	0.97160	0.98488	0.98239
12	0.96853	0.98185	0.97935
13	0.96573	0.97909	0.97659
14	0.96295	0.97635	0.97384
15	0.96021	0.97365	0.97113
16	0.95970	0.97315	0.97063
17	0.95886	0.97232	0.96980
18	0.95886	0.97231	0.96979
19	0.95843	0.97189	0.96937
20	0.95816	0.97162	0.96910
21	0.95771	0.97118	0.96866
22	0.95771	0.97118	0.96866
23	0.95765	0.97113	0.96860
24	0.95754	0.97101	0.96849
25	0.95745	0.97093	0.96840
26	0.95742	0.97089	0.96837
27	0.95742	0.97089	0.96837
28	0.99993	0.99995	0.99995
29	0.99985	0.99988	0.99988
30	0.99974	0.99976	0.99976
31	0.99971	0.99974	0.99974
32	0.99961	0.99964	0.99963
33	0.99935	0.99938	0.99938
34	0.99902	0.99905	0.99905
35	0.99896	0.99898	0.99898

Tabel 4.17 Perbandingan Profil Tegangan (Lanjutan)

36	0.99783	0.99786	0.99786
37	0.99766	0.99769	0.99768
38	0.99750	0.99753	0.99753
39	0.99746	0.99749	0.99748
40	0.99746	0.99748	0.99748
41	0.99676	0.99679	0.99678
42	0.99647	0.99649	0.99649
43	0.99643	0.99646	0.99645
44	0.99642	0.99645	0.99644
45	0.99632	0.99635	0.99634
46	0.99632	0.99635	0.99634
47	0.99979	0.99986	0.99985
48	0.99855	0.99861	0.99860
49	0.99470	0.99477	0.99476
50	0.99416	0.99423	0.99421
51	0.97867	0.99117	0.98883
52	0.97866	0.99116	0.98882
53	0.97480	0.99045	0.98752
54	0.97155	0.99008	0.98661
55	0.96708	0.98961	0.98539
56	0.96271	0.98922	0.98425
57	0.94024	0.98718	0.97839
58	0.92918	0.98617	0.97550
59	0.92491	0.98578	0.97438
60	0.91988	0.98559	0.97329
61	0.91249	0.98531	0.97167
62	0.91220	0.98631	0.97242
63	0.91181	0.98782	0.97358
64	0.90991	0.99526	0.97926
65	0.90934	0.99474	0.98417
66	0.97155	0.98483	0.98234
67	0.97154	0.98483	0.98234
68	0.96820	0.98152	0.97903
69	0.96820	0.98152	0.97903

4.2. Hasil Analisis

Hasil simulasi diatas menunjukan bahwa :

1. Dengan adanya penambahan DG maka profil tegangan akan meningkat hingga mencapai regulasi tegangan yang diijinkan.
2. Peletakan DG berdasarkan bus paling sensitif mengalami drop tegangan akibat adanya penambahan beban secara terus menerus. Susunan peletakan DG yang dilakukan adalah sebagai berikut :
 - a. Test System IEEE 33 Bus = Bus 13 dan 33
 - b. Test System IEEE 69 Bus = Bus 64

Berdasarkan dari hasil simulasi, maka analisis yang ditemukan adalah sebagai berikut :

1. Drop tegangan pada masing-masing bus dapat disebabkan karena besar impedansi saluran dan besarnya beban.
2. Penurunan profil tegangan disebabkan akibat adanya penambahan beban.
3. DG di-implementasikan pada bus yang paling mudah mengalami drop tegangan akibat adanya penambahan beban, karena DG dapat menyuplai daya aktif dan daya reaktif. Ketika DG dimodelkan sebagai PQ model secara tidak langsung akan mengurangi arus saluran yang melewati pada bus tersebut, sehingga dengan besar impedansi saluran yang konstan maka drop tegangan akan menurun seiring dengan menurunnya arus saluran. Sehingga bus dengan penambahan DG akan mampu menghadapi peningkatan beban lebih besar dibandingkan pada kondisi sebelum terpasangnya DG pada bus beban tersebut.
4. Berdasarkan hasil analisis Test System IEEE 33 bus
 - a. Bus 18 mengalami jatuh tegangan terlebih dahulu dan dilanjutkan oleh bus 17 dan 16, hal ini dipengaruhi oleh besarnya impedansi saluran yang berada paling jauh dari sumber utama, sehingga menghasilkan drop tegangan yang besar pula. Sehingga dengan adanya penambahan beban secara terus menerus tentunya bus terujung akan mengalami drop tegangan terbesar.

- b. Penempatan unit DG paling baik dilakukan pada bus 13 dan 33, jika dilihat pada *Single Line Diagram* bus 13 dan bus 33 terletak di tengah saluran, sehingga dengan adanya implementasi unit DG dapat membantu supply daya aktif dan reaktif secara merata akibatnya drop tegangan pada bus terujung mengalami perbaikan dibandingkan sebelum adanya penambahan unit DG.
- 5. Berdasarkan hasil analisis Test System IEEE 69 bus
 - a. Bus 26 mengalami jatuh tegangan terlebih dahulu atau dapat dikatakan bus 26 adalah bus yang paling sensitif terhadap adanya penambahan beban. Kasus ini sama dengan bus 18 pada Test System 33 bus.
 - b. Penempatan unit DG paling baik dilakukan pada bus 64, jika dilihat pada *Single Line Diagram* bus 64 juga terletak hampir di tengah saluran, sehingga dapat membantu supply daya aktif dan reaktif di bus secara merata, akibatnya drop tegangan pada bus terujung mengalami perbaikan drop tegangan dibanding sebelum adanya penambahan unit DG.

- Halaman ini sengaja dikosongkan –

--Halaman ini sengaja dikosongkan--

BAB 5

PENUTUP

1.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis dapat disimpulkan bahwa :

1. Keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik :
 - a. Pada Test System IEEE 33 Bus
 - Voltage Index = 0.1170943
 - Tegangan Minimal = 0.9131 P.U
 - b. Pada Test System IEEE 69 Bus
 - Voltage Index = 0.0979570
 - Tegangan Minimal = 0.9034 P.U
2. Penempatan *Distributed Generation* (DG) :
 - a. Pada Test System IEEE 33 Bus
 - Ditempatkan pada bus 13 dan 33
 - Kapasitas masing – masing lokasi = 0.743 MW dan 0.46 MVAR
 - b. Pada Test System IEEE 69 Bus
 - Ditempatkan pada bus 64
 - Kapasitas masing – masing lokasi = 1.5131 MW dan 1.07364 MVAR
3. Keadaan kestabilan tegangan sistem tenaga listrik setelah penambahan *Distributed Generation* (DG) :
 - a. Pada Test System IEEE 33 Bus
 - Voltage Index = 0.0098370
 - Tegangan Minimal = 0.9739 P.U
 - b. Pada Test System IEEE 69 Bus
 - Voltage Index = 0.015661
 - Tegangan Minimal = 0.97089 P.U
4. Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa Metode *Continuation Power Flow* dapat diaplikasikan sebagai salah satu metode untuk menentukan lokasi penempatan DG berdasarkan bus sensitif terjadinya drop jatuh tegangan karena dari hasil simulasi tersebut menunjukkan bahwa dengan adanya penambahan DG yang dilakukan pada sistem distribusi akan

memiliki kemampuan sistem yang lebih stabil dan memiliki profil tegangan yang lebih baik.

1.2. Saran

Saran yang dapat diberikan untuk perbaikan dan pengembangan dalam tugas akhir ini adalah :

1. Metode *Continuation Power Flow* (CPF) dapat diaplikasikan sebagai metode untuk menganalisis kestabilan sistem dengan adanya penambahan beban.
2. Perlu dilakukan pengembangan dalam hal memberikan kapasitas *Distributed Generation* (DG) yang akan diimplementasikan
3. Perlu dilakukan pengembangan dalam hal pemodelan *Distributed Generation* (DG) untuk menjaga tegangan sistem

DAFTAR PUSTAKA

- [1] N.Sahu, “*Voltage Regulators Placement in Unbalance Radial Distribution Systems for Loss Minimization Using Particle Swarm Optimization*”, *IJRREE*, Vol.1, Issue 3, pp : (11-22), Dec.2014
- [2] P. Kundur, “*Voltage Stability, Power System Stability and Control*”. 959-1019. New York : McGraw-Hill 1994
- [3] W.El-Khattam, M.M.A. Salama, “*Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits*”, *ELSEVIER Electric Power System Ressearch* 71 (2004) 119-129, Jan.2004
- [4] Ackerman, T. Andersson, G. Soder, L.,”Distributed Generation : a definition, *Electric Power Systems Research* 57, Elsevier, 2001, pp.195-2004
- [5] H.Hedayanti, S.A. Nabaviniaki, and A. Akbarimajd, “*A Method for Placement of DG units in distribution network*”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol.23 no.3, pp. 1620-1628, Jul.2008
- [6] M. Ettehadi, H.Ghasemi, S. Vaez-Zadeh, “Voltage Stability – Based DG Placement in Distribution Networks”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 28, no.1, Jan.2013
- [7] Fathurohman, A, “*Analisis Stabilitas Transien Dan Tegangan Pada Sistem Tenaga Listrik Akibat Instalasi Pembangkitan Terdistribusi*”, Digilib.ITS, Surabaya 2016
- [8] Ramadhan, A, “*Analisis Stabilitas Tegangan Pada Jaringan Distribusi Radial Tiga Fasa Tak Seimbang*”, Digilib.ITS, Surabaya 2014
- [9] IEEE std 141 - 1986
- [10] Abdel-Akher, Mamdouh, “*Voltage Stability Analysis Of Unbalanced Distribution System Using Backward/Forward*

Sweep Load-Flow Analysis Method With Secant Predictor", IET Gener. Transm. Distrib., 2013, Vol.7 Iss. 3, pp. 309-317 309

- [11] K. Purchala, R. Belmans. "*Distributed Generation and Grid Integration Issues*", Imperial College, London (2003)
- [12] W.N. Rizka, "*Alogritma Aliran Daya untuk Sistem Distribusi Radial dengan Beban Sensitif Tegangan*", Digilib.ITS, Surabaya 2014
- [13] D.K. Septy, "*Pengembangan Software Alanisis Aliran Daya Seimbang Pada Sistem Distribusi Aktif Menggunakan Metode Modified Backward Forward*", Digilib.ITS, Surabaya 2015
- [14] F. Jiang, Z. Zhang, "*Impact of Distributed Generation on Voltage profile and Losses of Distribuion Systems*", Porceedings of the 32nd Chinese Control Conference, 2013
- [15] Abdel-Akher, Mamdouh, "*A Continuation Power-Flow for Distribution Systems Voltage Stability Analysis*", IEEE PECon, 2012
- [16] A. Peter, "*Microgrid, Virtuak Power Plants and Our Distributed Energy Future*" Elsevier The Electricity Journal, 2010

BIOGRAFI PENULIS



Radhilia Sofianna Ruzi, biasa dipanggil Ruzi lahir di Serang, 11 Mei 1993. Setelah kelulusannya dari jenjang SLTA pada tahun 2011 penulis diterima untuk menjadi salah satu mahasiswa D3 Teknik Elektro Universitas Gadjah Mada dengan konsentrasi Arus Kuat, setelah 2 Tahun 10 Bulan penulis berhasil mendapatkan gelar A.md, dan melanjutkan kembali pendidikan Lintas Jalur S1 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan Jurusan dan konsentrasi yang sama. Tahun 2013 penulis melakukan kerja praktek selama 2 bulan di PT. Indonesia Power UBP Suralaya, Merak-Banten. Awal tahun 2014 penulis kembali melakukan magang di PT. Mesindo Teknonesia, Cilincing-Jakarta Utara selama 5 Bulan. Penulis sangat terbuka atas adanya masukan kritik saran ataupun pertanyaan dapat langsung menghubungi radhilia.sofianna.ruzi@gmail.com